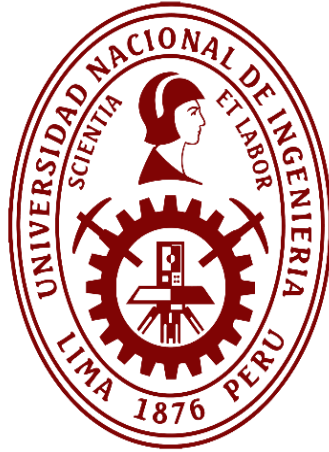


# Universidad Nacional de Ingeniería

Facultad de Ingeniería de Petróleo, Gas Natural y Petroquímica



TESIS

## **Evaluación de la prueba de presión en reservorios de baja permeabilidad, mediante pruebas Mini Falloff y análisis de caudal transitorio en los campos del Noroeste Peruano**

Para obtener el Título Profesional de  
Ingeniero de Petróleo y Gas Natural

Elaborado por  
Christopher Anthony Villafuerte Quiroz  
ID0009-0000-0180-608X

Asesor  
MSc. Víctor Alexei Huerta Quiñones

ID0000-0001-8930-8893

LIMA – PERÚ  
2023

## *Dedicatoria*

Esta tesis se la dedico a mi familia: Antonio Villafuerte, María Quiroz y Brenda Villafuerte

Quiroz por todo amor y apoyo por motivarme a lo largo de mi vida para seguir adelante.

### ***Agradecimiento***

Agradezco a la Facultad de Ingeniería de Petróleo, Gas Natural y Petroquímica de la Universidad Nacional de Ingeniería, por brindarme los conocimientos y herramientas al largo de mi vida universitaria, a la empresa SAVIA PERU por permitirme usar la información desarrollada, a mis colegas de trabajo del Área de Subsuelo por guiarme profesionalmente y al MSc. Víctor Alexei Huerta Quiñones por compartirme sus conocimientos en el desarrollo de esta tesis.

## Resumen

Los reservorios de la Cuenca Talara se caracterizan en la mayoría de los casos por su baja permeabilidad; esto dificulta la realización de pruebas convencionales de presión lo cual pone retos para la evaluación de formaciones y del comportamiento productivo de los reservorios; esto hace necesario que en su mayoría los reservorios siliciclásticos de la cuenca Talara tengan que ser fracturados hidráulicamente para obtener tasas comerciales de producción.

El presente trabajo de investigación muestra los principios técnicos y la metodología para diseñar y realizar un análisis e interpretación, usando la información disponible de registros de presión en los reservorios apretados de un campo del Noroeste Peruano, ya sea de pruebas Mini Fall Off y monitoreo de presiones dinámicas durante la fase de producción. Esta información convenientemente validada puede ser usada tanto para determinar las propiedades del reservorio en estudio, su índice de productividad y eventualmente, algunos rasgos geológicos o condiciones de frontera.

Cabe señalar que la información para el análisis de las pruebas de presión en reservorios fracturados hidráulicamente son las pruebas Mini Fall Off, los cuales nos permitirá identificar regímenes de flujo (desde lineal a radial), estimar la presión del reservorio y permeabilidad efectiva, así como para eventualmente calcular la permeabilidad del sistema post-frac.

Para los pozos surgentes se recomienda el análisis de caudal transitorio (rate transient análisis - RTA), cuando se cuenta con datos de presiones dinámicas de cabeza y/o de fondo, así como caudales de producción, con los cuales es posible construir un modelo de reservorio, caracterizar el periodo temprano, identificar condiciones de frontera, y predecir el comportamiento de la producción.

Para realizar la tesis se utilizó datos de presión y producción de los reservorios Mogollón y Rio Bravo, con rangos de permeabilidad entre 0.1 y 10 mD, las mismas que cuentan con suficiente calidad, las mismas que permiten evaluar las características de reservorios en

estudio, construir un modelo analítico dinámico y realizar una predicción del comportamiento productivo.

Las pruebas de Mini Fall Off permiten estimar las propiedades de los reservorios apretados de las formaciones Mogollón y Rio Bravo. Se pudieron medir condiciones de presión original o parcialmente agotadas, así como estimaciones de permeabilidad efectiva por debajo de 1 mD. Además, se detectaron medias longitudes entre 70' y 100' en la mayoría de los trabajos de fracturamiento hidráulico.

Por otro lado, en algunos casos, se identificó un sistema micro-fracturado naturalmente durante un régimen de tiempo temprano mediante un modelo RTA con una coincidencia razonable de las gráficas de Fetkovich y Blasingame. Este comportamiento explica el alto índice de productividad y caudal inicial encontrado en el fracturamiento hidráulico del pozo Z-X17 del campo Peña Negra, donde el modelo RTA muestra una coincidencia histórica precisa (95 %) después de una fase de producción de dos años.

## **Abstract**

The reservoirs of the Talara Basin are characterized in most cases by their low permeability; this makes it difficult to carry out conventional pressure tests, which puts challenges for formations evaluation and the productive behavior of the reservoirs; This makes it necessary for majority of the siliciclastic reservoirs in the Talara basin to be hydraulically fractured to obtain commercial production rates.

This research work shows the technical principles and the methodology to design and carry out an analysis and interpretation, using the information available from pressure records in the tight reservoirs of a Northwest Peruvian field, either from Mini Fall Off tests and dynamics pressure monitoring during the production phase. This conveniently validated information can be used both to determine the properties of the reservoir under study, productivity index and, eventually, some geological features or boundary conditions.

It should be noted that the inputs for the analysis of pressure tests in hydraulically fractured reservoirs are the Mini Fall Off tests, in order to identify flow regimes (from linear to radial flow), estimate reservoir pressure and effective permeability, as well as to eventually calculate the permeability of the post-frac system.

For flowing wells, the analysis of transient flow rate (Rate Transient Analysis, RTA) is recommended when dynamic wellhead and/or bottomhole pressure data, as well as production rates, are available. With these data, it is possible to build a reservoir model, characterize the early time period, identify boundary conditions, and predict production behavior.

For the thesis, pressure and production data from the Mogollon and Rio Bravo, reservoirs were utilized. These reservoirs have permeability ranges between 0.1 and 10 mD, and the data collected has sufficient quality to evaluate the reservoir characteristics under study. This data was used to construct a dynamic analytical model and predict the productive behavior.

The Mini Fall Off tests allow estimating the properties of the tight reservoirs of the Mogollon and Rio Bravo formations. Original or partially depleted pressure conditions could be measured, as well as estimates of effective permeability below 1 mD. Additionally, half lengths between 70' and 100' were detected in most hydraulic fracturing jobs.

On the other hand, in some cases, a naturally micro-fractured system was identified during an early time regime using RTA model with a reasonable match from the Fetkovich and Blasingame plots. This behavior explains the high productivity index and initial rate found in the hydraulic fracturing from the well Z-X17 of the Peña Negra field, where the RTA model shows a precise historical coincidence (95%) after a phase of two years production.

## Tabla de Contenido

<i>Dedicatoria</i> .....	i
<i>Agradecimiento</i> .....	ii
Resumen.....	iii
Abstract.....	v
Tabla de Contenido .....	vii
Lista de Figuras.....	ix
Lista de Tablas .....	xi
Capítulo I: Parte introductoria del trabajo .....	1
1.1 Antecedentes.....	1
1.2 Problemática .....	7
1.3 Formulación del problema.....	7
1.3.1 Problema general.....	7
1.3.2 Problemas específicos .....	8
1.4 Objetivos de la investigación.....	8
1.4.1 Objetivo general .....	8
1.4.2 Objetivos específicos.....	8
1.5 Hipótesis de la investigación .....	8
1.5.1 Hipótesis general .....	8
1.5.2 Hipótesis específicas .....	9
1.6 Justificación de la investigación .....	9
1.7 Identificación de variables .....	9
1.7.1 Variables independientes.....	9
1.7.2 Variables dependientes .....	10
1.8 Operacionalización de Variables .....	10
1.9 Matriz de consistencia .....	10
Capitulo II: Marco teórico y conceptual .....	12
2.1 Marco teórico.....	12
2.1.1 Datos dinámicos .....	12
2.1.2 Análisis de datos dinámicos .....	12
2.1.3 Secuencia de prueba de inyección de diagnóstico de fractura (DFIT).....	14
2.1.4 Mini-Frac.....	15
2.1.5 Mini-Fall-Off Test – MFO .....	16



2.1.5.1 Interpretación de Mini Fall Off Test.....	16
2.1.5.2 Análisis antes del cierre (BCA).....	17
2.1.5.3 Análisis después del cierre (ACA) .....	23
2.1.6 Análisis de caudal transitorio – RTA .....	25
2.1.6.1 Análisis de curvas de declinación – DCA .....	25
2.1.6.2 Gráfico de Blasingame – Palacios.....	28
2.1.6.3 Gráfico Logarítmico .....	31
2.2 Marco conceptual.....	33
2.2.1 Ecuación de difusividad .....	33
2.2.1.1 Difusión en un reservorio isótropo homogéneo.....	34
2.2.2 Reservorios apretados.....	35
2.2.3 Pruebas de Presión.....	35
2.2.3.1 Tipos de Pruebas Según Objetivos de Evaluación.....	36
2.2.3.2 Determinación de los parámetros del reservorio y pozo.....	38
Capítulo III: Desarrollo del Trabajo de Investigación .....	42
3.1 Ubicación Geográfica y Contexto Histórico de Desarrollo del Campo.....	42
3.2 Flujo de Trabajo.....	45
3.3 Desarrollo de la Investigación .....	47
3.3.1 Análisis Mini Fall Off.....	47
3.3.1.1 LO6-37D, Formación Rio Bravo .....	47
3.3.2 Análisis de Caudal Transitorio (RTA) .....	55
3.3.2.1 Flujo de Trabajo Para el RTA .....	55
3.3.2.2 Criterio de Selección de Candidatos Para RTA .....	56
3.3.2.3 LO7-20R, Formación Mogollón .....	56
3.3.3 Integración del Análisis Mini Fall Off y Análisis de Caudal Transitorio (RTA) .....	62
3.3.3.1 Z-X17, formación Lower Mogollón .....	62
3.3.3.2 PN4-20X, Formación Mogollón .....	75
3.3.3.3 Análisis de Caudal Transitorio (RTA). .....	82
Capitulo IV: Análisis y Discusión de Resultados .....	87
Capítulo V: Conclusiones .....	90
Capítulo VI: Recomendaciones .....	92
Capitulo VII: Referencias Biográficas .....	93

## Lista de Figuras

<b>Figura 1</b> <i>Datos Dinámicos en Plano Vertical y Horizontal</i> .....	13
<b>Figura 2</b> <i>Diagnostic Fracture Injection Test (DFIT)</i> .....	15
<b>Figura 3</b> <i>Presión vs Duración del trabajo de Mini-Frac</i> .....	16
<b>Figura 4</b> <i>Esquema gráfico para calcular la relación de almacenamiento</i> .....	18
<b>Figura 5</b> <i>Gráfico de la función G para calcular el <math>r_p</math></i> .....	19
<b>Figura 6</b> <i>Función G, Leakoff Normal</i> .....	20
<b>Figura 7</b> <i>Función G, PDL</i> .....	21
<b>Figura 8</b> <i>Función G, Fractura de altura recesiva</i> .....	22
<b>Figura 9</b> <i>Función G, Fractura con extensión en la punta</i> .....	23
<b>Figura 10</b> <i>Gráfico del análisis después del cierre, ACA</i> .....	24
<b>Figura 11</b> <i>Curvas Tipo de Arps</i> .....	26
<b>Figura 12</b> <i>Curvas Tipo de Fetkovich</i> .....	28
<b>Figura 13</b> <i>Gráfico Blasingame – Palacios</i> .....	30
<b>Figura 14</b> <i>Curvas Tipo de Blasingame – Palacios: Pozo Vertical</i> .....	30
<b>Figura 15</b> <i>Gráfico logarítmico de la Presión Normalizada por Caudal y Derivativa</i> .....	32
<b>Figura 16</b> <i>Gráfico logarítmico de la Integral de Presión Normalizada por Caudal y Derivativa</i> .....	33
<b>Figura 17</b> <i>Fracturamiento en una formación no convencional</i> .....	35
<b>Figura 18</b> <i>Historia de la prueba</i> .....	36
<b>Figura 19</b> <i>Perfil de presión en el yacimiento</i> .....	39
<b>Figura 20</b> <i>Prueba de Restauración de presión</i> .....	40
<b>Figura 21</b> <i>Gráfica de diagnóstico log-log</i> .....	41
<b>Figura 22</b> <i>Mapa de ubicación de los Campos del Lote Z-2B</i> .....	42
<b>Figura 23</b> <i>Hitos productivos e historia de producción del Lote Z-2B</i> .....	43
<b>Figura 24</b> <i>Producción acumulada por campo</i> .....	44
<b>Figura 25</b> <i>Producción acumulada por formación</i> .....	44
<b>Figura 26</b> <i>Flujo de trabajo para el criterio de evaluación según el tipo de prueba</i> .....	47
<b>Figura 27</b> <i>Historial de producción, pozo LO6-37D, Campo Lobitos</i> .....	49
<b>Figura 28</b> <i>Gradiente Estática, LO6-37D, Rio Bravo</i> .....	50
<b>Figura 29</b> <i>Reporte de Fractura, LO6-37D, Rio Bravo</i> .....	52
<b>Figura 30</b> <i>Grafica de historial de presión y caudal de presión de inyección</i> .....	53
<b>Figura 31</b> <i>Grafica de la función G, LO6-37D, Rio Bravo</i> .....	54

<b>Figura 32</b>	<i>Gráfico ACA, LO6-37D, Rio Bravo</i>	55
<b>Figura 33</b>	<i>Flujo de trabajo para el RTA</i>	56
<b>Figura 34</b>	<i>Historial de producción, pozo LO7-20R, Campo Lobitos</i>	58
<b>Figura 35</b>	<i>Ajuste del Historial de Producción, LO7-20R, Mogollón</i>	59
<b>Figura 36</b>	<i>Gráfico de diagnóstico de Blasingame, LO7-20R, Mogollón</i>	60
<b>Figura 37</b>	<i>Gráfico Log-Log, LO7-20R, Mogollón</i>	61
<b>Figura 38</b>	<i>Curvas tipo de Blasingame y Fetkovich, LO7-20R, Mogollón</i>	62
<b>Figura 39</b>	<i>Historial de producción, pozo Z-X17, Campo Peña Negra</i>	63
<b>Figura 40</b>	<i>Gradiente Estática, Z-X17, Lower Mogollón</i>	64
<b>Figura 41</b>	<i>Reporte de Fractura, Z-X17, Lower Mogollón</i>	66
<b>Figura 42</b>	<i>Grafica de historial de presión y caudal de presión de inyección</i>	67
<b>Figura 43</b>	<i>Grafica de historial de presión: WHP &amp; BHP</i>	67
<b>Figura 44</b>	<i>Grafica de la función G, Z-X17, Lower Mogollón</i>	68
<b>Figura 45</b>	<i>Gráfico ACA, Z-X17, Lower Mogollón</i>	69
<b>Figura 46</b>	<i>Ajuste del Historial de Producción, Z-X17, Lower Mogollón</i>	70
<b>Figura 47</b>	<i>Gráfico de diagnóstico de Blasingame, Z-X17, Lower Mogollón</i>	71
<b>Figura 48</b>	<i>Gráfico Log-Log, Z-X17, Lower Mogollón</i>	72
<b>Figura 49</b>	<i>Curvas tipo de Blasingame y Fetkovich, Z-X17, Lower Mogollón</i>	73
<b>Figura 50</b>	<i>Curvas tipo de Arps, Z-X17, Lower Mogollón</i>	74
<b>Figura 51</b>	<i>Pronóstico de producción, Z-X17, Lower Mogollón</i>	74
<b>Figura 52</b>	<i>Historial de producción, pozo PN4-20X, Campo Peña Negra</i>	76
<b>Figura 53</b>	<i>Gradiente Estática, PN4-20X, Mogollón</i>	77
<b>Figura 54</b>	<i>Reporte de Fractura, PN4-20X, Mogollón</i>	79
<b>Figura 55</b>	<i>Grafica de historial de presión y caudal de presión de inyección</i>	80
<b>Figura 56</b>	<i>Grafica de la función G, PN4-20X, Mogollón</i>	80
<b>Figura 57</b>	<i>Gráfico ACA, PN4-20X, Mogollón</i>	81
<b>Figura 58</b>	<i>Registro de Presión fluyente, PN4-20X, Mogollón</i>	82
<b>Figura 59</b>	<i>Ajuste del Historial de Producción, PN4-20X, Mogollón</i>	83
<b>Figura 60</b>	<i>Gráfico de diagnóstico de Blasingame, PN4-20X, Mogollón</i>	84
<b>Figura 61</b>	<i>Gráfico Log-Log, PN4-20X, Mogollón</i>	85
<b>Figura 62</b>	<i>Curvas tipo de Arps, PN4-20X, Mogollón</i>	86

## Lista de Tablas

<b>Tabla 1</b> Operacionalización de Variables .....	10
<b>Tabla 2</b> Matriz de consistencia .....	11
<b>Tabla 3</b> Tipos de Pruebas.....	37
<b>Tabla 4</b> Propiedades petrofísicas, LO6-37D, Rio Bravo .....	49
<b>Tabla 5</b> Resultados de la gradiente estática, LO6-37D, Rio Bravo.....	50
<b>Tabla 6</b> Resultados del BCA, LO6-37D, Rio Bravo .....	54
<b>Tabla 7</b> Resultados del ACA, LO6-37D, Rio Bravo .....	55
<b>Tabla 8</b> Propiedades petrofísicas, LO7-20R, Mogollón .....	58
<b>Tabla 9</b> Propiedades petrofísicas, Z-X17, Lower Mogollón.....	63
<b>Tabla 10</b> Resultados de la gradiente estática, Z-X17, Lower Mogollón.....	64
<b>Tabla 11</b> Resultados del BCA, Z-X17, Lower Mogollón.....	68
<b>Tabla 12</b> Resultados del ACA, Z-X17, Lower Mogollón.....	69
<b>Tabla 13</b> Propiedades petrofísicas, PN4-20X, Mogollón .....	76
<b>Tabla 14</b> Resultados de la gradiente estática, PN4-20X, Mogollón.....	77
<b>Tabla 15</b> Resultados del BCA, PN4-20X, Mogollón .....	81
<b>Tabla 16</b> Resultados del ACA, PN4-20X, Mogollón .....	82

## Capítulo I: Parte introductoria del trabajo

### 1.1 Antecedentes

#### Nacional

**Pajuelo, J.** (2015), en la tesis “Aplicación de los ensayos de presión para determinar la permeabilidad en los reservorios del Lote X en la Cuenca Talara”, menciona que las pruebas de restauración de presión (Build Up), son los más comunes en el Lote X y a lo largo de la cuenca de Talara para determinar características dinámicas de los reservorios. Estas pruebas fueron el indicador determinante del nivel de energía de los reservorios. Sin embargo, la interpretación de los BU en reservorios de baja permeabilidad en el orden de 0.1 md, han resultado un bajo nivel de éxito debido a que requieren un tiempo de prueba prolongado (según sus cálculos conceptuales, da como resultado periodos de tiempos de cierre de pozo mayores a 1000 horas) para lograr llegar al flujo radial.

Ante estos desafíos lo llevaron a buscar de otras opciones para la estimación de un valor promedio de permeabilidad, por lo cual se llevó a cabo el MiniFalloff (MFO) como prueba piloto aplicado en el reservorio Mogollón, con el propósito de caracterizar su potencial del reservorio antes de comenzar una campaña continua de perforación. Los resultados del MFO han demostrado ser muy útiles en la evaluación de los reservorios, y este tipo de pruebas presenta tres regiones de interpretación que brindan información valiosa para comprender y caracterizar los reservorios en estudio.

Primera se analizó antes del cierre de fractura que se analiza con el método Antes de Cierre de Mayerhofer (Before Clossure of Mayerhofer), después en segunda parte se analizó durante el cierre de fractura en la cual se aplica la correlación empírica de Barree y por ultimo después del cierre de fractura en el que se aplica el método de Análisis Después del Cierre (After Clossure Analysis - ACA).

Según Pajuelo, J. (2015) después de obtener resultados positivos en las pruebas de MiniFallOff (MFO), se decidió probar esta metodología de análisis en las pruebas Mini Frac. Estas pruebas se realizan en cada reservorio como parte del proceso antes de realizar el fracturamiento hidráulico principal. Las pruebas de Mini Frac presentan las dos primeras regiones de interpretación, es decir, hasta el cierre de la fractura.

Una de las principales ventajas del análisis las pruebas de Mini Frac es que proporcionan una gran cantidad de información a nivel de pozo y reservorio, y no incurre en costos adicionales a la completación del pozo, ya que forman parte del programa de Fracturamiento hidráulico que se realiza al pozo para estimularlo.

**Huerta, V.** (2018). en el paper Modelo analítico para predecir el rendimiento de pozos en trabajos de fracturación hidráulica: Caso de Estudio - RTA modelo para el reservorio Mogollón Inferior del pozo Z-X17, Campo Peña Negra, Bloque Z-2B, “Analytic model to predict well performance of hydraulic fracturing jobs: Case Study - RTA model for Lower Mogollón reservoir of Z-X17 well, Peña Negra Field, Block Z-2B” presentado en el IX INGEPET, utilizo el análisis mini fall off y RTA, donde muestra los resultados del pronóstico de un modelo analítico caracterizando el comportamiento productivo de arenas apretadas siliciclásticas de la formación Lower Mogollon, donde la porosidad oscila entre el 8 y el 12 % y la permeabilidad de la matriz entre 0,1 y 2 mD; se debería notar que la formación Lower Mogollon podría estar naturalmente fracturado dependiendo de las características estructurales, las se observaron microfracturas por análisis RTA y la permeabilidad de su matriz puede crecer hasta 8 mD.

**Quispe, J.** (2016), en la tesis “Aplicación del Análisis de Datos Dinámicos en la Caracterización de Reservorios”, utilizo los datos dinámicos adquiridos como parte de los programas de monitoreo y vigilancia de reservorios integrándolos, con el fin de reducir la incertidumbre en la caracterización de reservorios, casos de estudio reservorio de gas apretado

y campo de sobre-presurizado de gas condensado. En el primer caso el análisis de presión transitoria no logro identificar el flujo radial y las fronteras del reservorio, para lograr identificar esto integro los datos adquiridos en el fracturamiento hidráulico (mini fall off) y el historial de producción (análisis de caudal transitorio). El segundo caso, utilizo el análisis de pruebas de formación para la identificación de conexión vertical de distintas capas, y mediante el análisis de presión transitoria logro delinear las fronteras de reservorio.

### **Internacional**

Es menester precisar que se realizó una búsqueda efectuada en repositorios y bibliotecas virtuales, encontrando investigaciones y estudios que detallan las actividades referentes a las pruebas mini fall-off, tal y como se detalla a continuación:

**Ahmed, U. Meehan, N.** (2015). en el libro "Unconventional Oil & Gas Resources: Exploitation and Development", ofrece una amplia perspectiva sobre el fracturamiento hidráulico en los recursos de petróleo y gas no convencionales. En el capítulo 17, titulado "Fracturamiento Hidráulico: Conceptos Básicos y Aplicaciones en No Reservorios Convencionales", Baker Hughes presenta una exhaustiva descripción de los fundamentos y las aplicaciones clave de esta técnica.

El capítulo comienza explicando los diferentes tipos de propantes utilizados en el fracturamiento hidráulico. Los propantes son materiales que se utilizan para sostener las fracturas abiertas y permitir el flujo continuo de hidrocarburos hacia el pozo. Se analizan en detalle los tipos de propantes, como arena, cerámica y propantes de resina, así como sus propiedades y ventajas específicas en diferentes condiciones de formación.

A continuación, se exploran los diferentes tipos de geles utilizados en el proceso de fracturamiento hidráulico. Los geles son fluidos viscosos que transportan y distribuyen los propantes en las fracturas. Se describen los geles de base acuosa y los geles a base de aceite, junto con sus características y aplicaciones particulares.

El diseño de la fractura es otro aspecto fundamental abordado en el capítulo. Se presentan las consideraciones clave para diseñar una fractura efectiva, incluyendo el tamaño y la orientación de las fracturas, la elección del fluido de fracturamiento, la presión de fractura, el volumen de fractura y otros parámetros importantes. Además, se discuten las diferentes etapas del proceso de fracturamiento, como la perforación, la colocación de las tuberías y la inyección del fluido de fracturamiento, brindando una visión integral de la secuencia operativa.

En el siguiente apartado, se abordan las pruebas de calibración y diagnóstico para evaluar la efectividad de la fractura y el comportamiento del reservorio. Estas pruebas proporcionan información valiosa sobre la capacidad de producción y la eficiencia de la fractura, permitiendo ajustar y optimizar el diseño de fracturamiento. Se discuten diversas técnicas de pruebas, como las pruebas de inyección de diagnóstico, las pruebas de caída de presión y las pruebas de producción, así como las herramientas de diagnóstico utilizadas para evaluar la calidad de la fractura y el rendimiento del reservorio.

Por último, el capítulo se centra en las operaciones de fracturamiento en los no reservorios convencionales. Se analizan las particularidades y los desafíos asociados con la fracturación hidráulica en este tipo de formaciones, como los depósitos de lutitas y los reservorios de gas de esquisto. Se exploran las estrategias y las técnicas específicas utilizadas para maximizar la producción en estos reservorios no convencionales.

**Hawkes, R.** (2013). en el artículo titulado "Pre-frac Analysis: Observations and Best Practices", ofrece valiosos conocimientos sobre el análisis Mini Fall Off y proporciona una guía detallada sobre cómo reconocer los regímenes de flujo antes y después del cierre de fractura. El autor destaca la importancia de comprender los conceptos básicos y las mejores prácticas asociadas con esta técnica de análisis.

En primer lugar, Hawkes enfatiza la importancia del análisis Mini Fall Off como una herramienta esencial en el proceso de evaluación de fracturas. Explica que esta técnica permite



recopilar datos cruciales, como caudales de inyección y presiones medidas, que son fundamentales para evaluar la respuesta del pozo y comprender las características del reservorio.

El autor destaca la necesidad de reconocer los diferentes regímenes de flujo antes y después del cierre de fractura. Esto implica comprender cómo se comporta el fluido dentro del pozo y cómo cambian las presiones y los caudales durante el proceso de fractura. Hawkes señala que el análisis de la función G es una herramienta poderosa para obtener información sobre la permeabilidad del reservorio y otros parámetros importantes. Esta función proporciona una representación gráfica de la respuesta del pozo a medida que se cierra la fractura, lo que permite identificar características específicas del flujo y evaluar el comportamiento del reservorio.

Además del análisis de la función G, Hawkes destaca la utilidad del gráfico log-log en el análisis Mini Fall Off. Este tipo de gráfico es particularmente útil para identificar regímenes de flujo específicos y para determinar las propiedades del reservorio. Permite visualizar las tendencias y las relaciones entre las variables de presión y caudal en una escala logarítmica, con lo cual da una mayor facilidad en la interpretación de los datos y la identificación de patrones importantes.

El autor enfatiza la importancia de seguir las mejores prácticas en el análisis Mini Fall Off. Esto implica garantizar la calidad de los datos recopilados, sincronizar los caudales de inyección y las presiones medidas, y utilizar técnicas adecuadas de análisis y visualización. Hawkes también destaca la importancia de integrar los resultados de este análisis con otros datos disponibles, como informes de fracturas y pruebas posteriores a la fractura, para obtener una comprensión más completa del comportamiento del reservorio.

**Barree, R.D.** et all (2007). en el artículo titulado "Holistic Fracture Diagnostics", publicado en SPE 107877, presenta un enfoque integral para el diagnóstico de fracturas. El

artículo se centra en el análisis de la función G y sus derivadas, así como en la relación de esta función con otras técnicas de diagnóstico ampliamente utilizadas, como el análisis de la raíz cuadrada (tiempo) y el gráfico log-log.

El método propuesto por Barree y sus colegas se basa en el análisis exhaustivo de la función G, que es una herramienta fundamental para evaluar el comportamiento de las fracturas. Esta función proporciona información valiosa sobre la permeabilidad del reservorio, la presión de cierre, la presión instantánea de cierre y otros parámetros clave. Al analizar la función G y sus derivadas, los investigadores pueden obtener una visión completa de la forma y las características de la fractura, lo que les permite realizar diagnósticos precisos y comprender mejor el rendimiento del reservorio.

El artículo también destaca la importancia del análisis de la raíz cuadrada (tiempo) en el diagnóstico de fracturas. Esta técnica utiliza gráficos que representan la variación de la presión en función de la raíz cuadrada del tiempo transcurrido. Estos gráficos proporcionan información valiosa sobre la propagación y la geometría de la fractura, así como sobre la respuesta del reservorio. Al interpretar estos gráficos, los investigadores pueden identificar características clave, como el leakoff normal, el PDL y las fracturas con altura recesiva o extensión en la punta.

Además del análisis de la raíz cuadrada (tiempo), el artículo aborda la utilización del gráfico log-log en el diagnóstico de fracturas. Este tipo de gráfico representa la presión en función del logaritmo del tiempo transcurrido. Al analizar estas representaciones gráficas, los investigadores pueden identificar patrones y tendencias específicas relacionadas con el comportamiento de la fractura. Estos gráficos también permiten evaluar la eficiencia de la fractura, la comunicación entre las fracturas y la formación, así como otros aspectos relevantes del rendimiento del reservorio.

## **1.2 Problemática**

Uno de los principales problemas de la caracterización de reservorios, es la determinación de la permeabilidad. Esta propiedad suele ser estimada a través de build up convencionales (prueba de restauración). Sin embargo, en reservorios de baja permeabilidad, como es el caso de la Cuenca Talara, se hace difícil realizar esta prueba debido a que solo se logra visualizar el almacenamiento (wellbore storage), debido a que se requiere un periodo de cierre más largo (inclusive algunos meses).

Por otro lado, cerrar un pozo durante mucho tiempo genera una pérdida a la empresa operadora; y en reiteradas veces no se logra obtener el permiso para realizar esta prueba por parte de la gerencia, generando esto incertidumbre en la caracterización de reservorios y desarrollo de proyectos como campañas de perforación y workover.

Ahora bien, actualmente los modelos de predicción de comportamiento productivo solo se trabajan con datos de producción (curvas de declinación tradicional de Arps); motivo por el cual, resulta una perspectiva parcial del entendimiento del modelo de reservorio (debido a que no se incluye el análisis de comportamiento de presiones), con ellos los pronósticos están sujetos a mayor incertidumbre.

Una solución para resolver este problema de caracterización de reservorios es usar la información de los reportes de fracturamiento a través del análisis mini fall-off y el análisis de caudal transitorio (RTA). No obstante, debería existir una metodología que permita integrar entre estos dos análisis como alternativa al análisis de presión transitorio (PTA).

## **1.3 Formulación del problema**

### ***1.3.1 Problema general***

¿Cómo integrar la evaluación de la prueba de presión en reservorios de baja permeabilidad, mediante pruebas de mini fall off y análisis de caudal transitorio en los campos del noroeste peruano?

### **1.3.2 Problemas específicos**

¿Cómo calcular el tiempo que se requiere para obtener datos representativos para una prueba Mini Fall Off?

¿Cómo convertir los datos de presión de cabeza a presión de fondo, para el análisis RTA?

¿Cómo construir pronósticos de producción usando RTA?

## **1.4 Objetivos de la investigación**

### **1.4.1 Objetivo general**

Evaluar la prueba de presión en reservorios de baja permeabilidad, mediante pruebas Mini Fall Off y RTA, a fin de modelar el comportamiento del reservorio, reduciendo la incertidumbre asociada principalmente a la estimación de la permeabilidad y la presión de reservorio, así como la geometría de fractura.

### **1.4.2 Objetivos específicos**

- Determinar un flujo de trabajo para el diseño, interpretación y análisis de pruebas de presión en reservorios de baja permeabilidad.
- Evaluar los trabajos técnicos de los modelos de análisis Mini Fall Off y RTA.
- Determinar posibles límites del reservorio, como: presencia de fallas, barreras o contactos de fluidos.

## **1.5 Hipótesis de la investigación**

### **1.5.1 Hipótesis general**

Mediante las pruebas mini falloff y análisis de caudal transitorio, se avalúa los registros de presión en los reservorios apretados y se podrá caracterizar el reservorios obteniendo la permeabilidad, su índice de productividad y eventualmente, algunos rasgos geológicos o condiciones de frontera en los campos del Noroeste Peruano.

### **1.5.2 Hipótesis específicas**

- Se determina la permeabilidad, mediante el análisis Mini Fall Off: Before closure (BCA) y after closure (ACA).
- Se construye un modelo que permita identificar los efectos de frontera, así como predecir la producción futura con poca historia, utilizando el análisis de caudal transitorio (RTA) con los registros de datos dinámicos presión y producción.

### **1.6 Justificación de la investigación**

Actualmente, los campos de la cuenca Talara cuentan con información limitada de permeabilidad de las formaciones que vienen produciendo, por lo general se trabaja con un permeabilidad obtenida de los registros en función de la saturación de agua y porosidad, leyes k-phi obtenidas de coronas; otro método usado es la inversa de la ecuación de flujo (Ley de Darcy) aplicada en el régimen de flujo transitorio donde la incógnita es la permeabilidad y finalmente las pruebas de restauración (build up).

Las pruebas de restauración tienen una gran aplicación en reservorios con alta permeabilidad logrando alcanzar el flujo radial y detectando los límites de reservorio en el tiempo tardío; sin embargo, esto no sucede en reservorios de baja permeabilidad como en la cuenca Talara, ya que se hace difícil la toma de información y caracterización del reservorio.

La presente tesis podrá servir como referencia para empresas operadoras en los lotes petroleros de la cuenca Talara, como una alternativa para caracterizar los reservorios de baja permeabilidad, metodología para interpretación de pruebas de presión: Mini FallOff (Minifrac) y análisis de caudal transitorio.

### **1.7 Identificación de variables**

#### **1.7.1 Variables independientes**

Reportes de campo del fracturamiento hidráulico.

### 1.7.2 Variables dependientes

- Data original de fracturamiento: presiones y caudal de inyección
- Historial de producción de pozos: petróleo, agua y gas.
- Historial de presiones de pozos.

## 1.8 Operacionalización de Variables

En la **Tabla 1**, muestra la operacionalización de variables trabajadas en los puntos anteriores.

**Tabla 1**

### Operacionalización de Variables

Tipo de Variable	Variable	Definición conceptual de variable	Definición Operacional	Unidad de medida	Indicadores	Instrumento de Medición
Dependiente	Data original de fracturamiento	Caudal de inyección	Medición directa durante el el Mini fall-off.	bpm	Caudal de agua inyectado durante elMini fall-off	Cudalimetro
		Presión	Medición de presión de cabeza o de fondo registradas durante le Mini fall-off.	psi	Presiones de cabeza o de fondo registradas durante le Mini fall-off	Manómetro
	Historial de producción de pozos.	Petróleo	Medición directa mediante medidores multifásicos en línea o mediante asignación de producción producto del uso de separadores de prueba.	bbl/d	Caudal de Petróleo producido	Separador
		Agua		bbl/d	Caudal de agua producido	Separador
		Gas		Mcf/d	Caudal de gas producido	Placa Orificio
Historial de presiones de pozos.	Presión	Medición de presión de cabeza o de fondo registradas diariamente.	psi	Presiones de cabeza o de fondo registradas diariamente	Manómetro	
Independiente	Campañas de fracturamiento en el tiempo.	Grupo de pozos Fracturados en el tiempo.	---	Número de pozos	---	Reportes de fracturamiento de campo.

## 1.9 Matriz de consistencia

La **Tabla 2**, esquematiza la matriz de consistencia, basado en la formulación del problema, los objetivos, las hipótesis y las variables.

**Tabla 2**

*Matriz de consistencia*

Formulación del problema Problema General	Objetivos	Hipótesis	Variables
	Objetivo general	Hipótesis general	
¿Cómo integrar las pruebas Minifalloff (Minifrac) y análisis RTA para caracterizar los reservorios de baja permeabilidad en los campos del Noreste Peruano?	Evaluar la prueba de presión en reservorios de baja permeabilidad, mediante pruebas MiniFalloff y RTA, a fin de modelar el comportamiento del reservorio, reduciendo la incertidumbre asociada principalmente a la estimación de la permeabilidad y la presión de reservorio, así como la geometría de fractura.	Con la evaluación de los registros de presión en los reservorios apretados de un campo del Noroeste Peruano, se podrá caracterizar el reservorio obteniendo los siguientes datos: permeabilidad, su índice de productividad y eventualmente, algunos rasgos geológicos o condiciones de frontera.	<b>Variables dependientes</b> Reportes de fracturamiento hidráulico.  <b>Variables independientes</b> - Data original de fracturamiento: presiones y caudal de inyección - Historial de producción de pozos: petróleo, agua y gas. - Historial de presiones de pozos.
Problemas específicos	Objetivos específicos	Hipótesis específicos	
- ¿Cuánto tiempo se requiere para tener datos representativos para una prueba Minifall-off? - ¿Cómo convertir los datos de presión de cabeza a fondo para el análisis RTA? - ¿Cómo construir pronósticos de producción usando RTA?	- Determinar un flujo de trabajo para el diseño, análisis e interpretación de pruebas de presión en reservorios de baja permeabilidad. - Evaluar los trabajos técnicos de los modelos de análisis MiniFalloff y RTA. - Determinar posibles límites del reservorio, como: presencia de fallas, barreras o contactos de fluidos.	- Se determina la permeabilidad, mediante el análisis MiniFalloff: Before closure (BCA) y after closure (ACA). - Se construye un modelo que permita identificar los efectos de frontera, así como predecir la producción futura con poca historia, utilizando el análisis de caudal transitorio (RTA) con los registros de datos dinámicos presión y producción.	

## Capítulo II: Marco teórico y conceptual

### 2.1 Marco teórico

#### 2.1.1 *Datos dinámicos*

Los datos dinámicos son el resultado de mediciones transitorios de caudales y propiedades físicas (presiones, temperaturas, saturaciones, etc) debido al movimiento de hidrocarburos alrededor del reservorio (generalmente dentro y fuera del pozo). Estas mediciones se realizan en diferentes escalas de tiempo y espacio, ya sea en las cercanías del pozo como una prueba de formación corta o al fin de la vida productiva del pozo.

El Análisis de Datos Dinámicos incluye todas las metodologías y herramientas desarrolladas por la industria para analizar estos datos dinámicos y pronosticar su comportamiento en estas diferentes escalas de tiempo.

KAPPA introdujo estos términos en 1987, la principal y única fuente de datos dinámicos eran las operadoras de prueba de pozos. El análisis de los datos obtenidos se llamaron interpretación de pruebas de pozos. La principal esencia de la interpretación era analizar los períodos de cierre relativamente suavizados, ya fueran acumulaciones o caídas. Todo cambio cuando estos métodos se extendieron a otras operaciones en las que se registran los cierres, como las pruebas de formación y los cierres no planificados registrados por medidores permanentes.

#### 2.1.2 *Análisis de datos dinámicos*

Incluye todos los métodos desarrollados por la industria para analizar datos dinámicos y predecir su comportamiento en diferentes escalas de tiempo.

En nuestro enfoque de análisis dinámico de datos. Ver **Figura 1**:

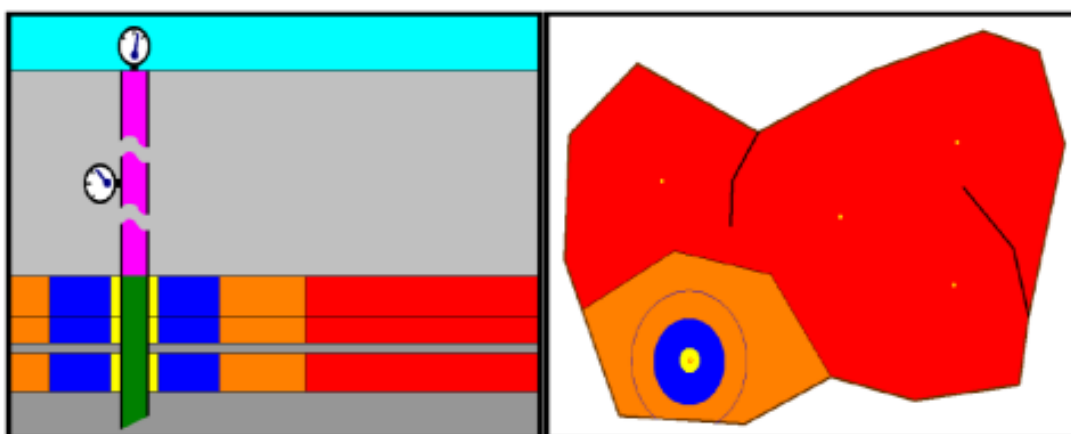
- Color magenta: Análisis de Rendimiento del Pozo (Well Performance Analysis – WPA) permite, entre otras cosas, modelar el cambio de presión entre la cara de arena y cualquier punto del pozo, incluido en cabeza de pozo.



- Color verde: Registros de Producción (Production Logging - PL) aborda el flujo en el pozo cara de la arena, con la capacidad de identificar la contribución de las diferentes zonas productora, ejemplo: PLT.
- Color Amarillo: Pruebas de Formación (Formation Test - FT) Cubre un área de drenaje relativamente pequeña, ejemplo: XPT (herramienta de Schlumberger).
- Color azul: Análisis de Presión Transitoria (Pressure Transient Analysis – PTA) evalúa el pozo y el reservorio dentro de una zona denominada radio de investigación (disco azul), que se puede aumentar con desconvolución (círculo azul), ejemplo: las pruebas MFT, Build up y ECHOMETER.
- Color Anaranjado: Análisis de Caudal Transitorio (Rate Transient Analysis – RTA) evalúa y pronostica la productividad del pozo en su área de drenaje.
- Color rojo: Modelado numérico y Análisis de Rendimiento del Campo (Field Performance Analysis), consideran la producción completa del reservorio para análisis el ajuste de historia.

**Figura 1**

*Datos Dinámicos en Plano Vertical y Horizontal*



*Nota.* Fuente: Houzé et al., (2021).

Se estudia principalmente: análisis de caudal transitorio (RTA), Mini Fall Off (MFO), Función G, Before Closure Analysis (BCA) y After Closure Analysis (ACA).

### ***2.1.3 Secuencia de prueba de inyección de diagnóstico de fractura (DFIT)***

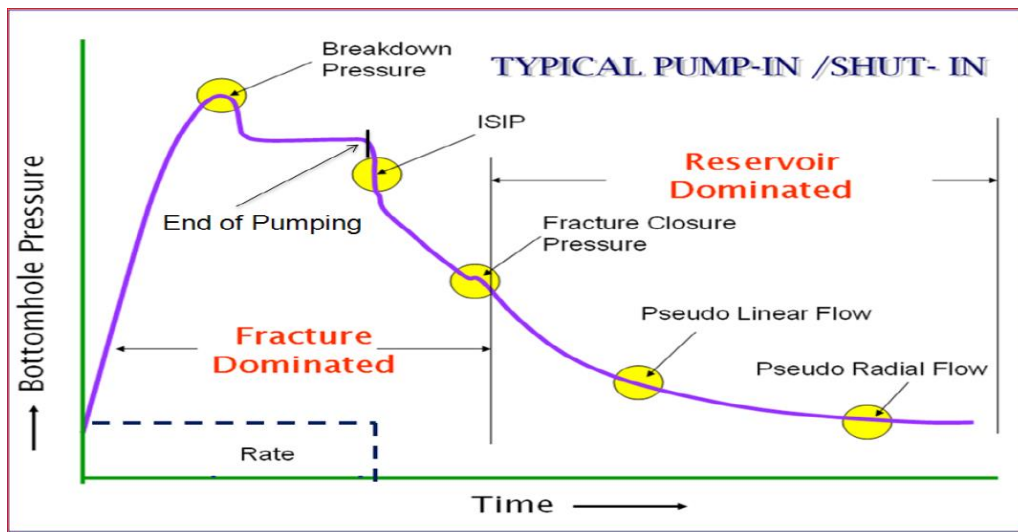
Inicialmente, el pozo se llena con agua o salmuera y se debe tener cuidado con purgar la columna de fluido de aire y gas arrastrados. Después, una bomba de superficie establece un caudal de inyección con agua/salmuera y se comprime el fluido del pozo; el tiempo de compresión es una función del volumen del pozo, el caudal de inyección y la presión de ruptura. En reservorios de baja permeabilidad, una mínima cantidad del fluido inyectado fluye hacia el yacimiento durante este tiempo.

Eventualmente, se alcanza la ruptura de la formación o la presión de ruptura, lo que significa que una fractura hidráulica se está propagando en dirección a la roca reservorio. La inyección en la superficie continúa hasta que la presión del cabezal del pozo se estabiliza (es decir, cambia muy lentamente). Luego, se detiene la inyección en la superficie, lo que da como resultado una presión de cierre instantánea (ISIP, por sus siglas en inglés), que incluye la fricción del pozo y cerca del pozo, a partir de la cual se puede determinar la presión neta al cierre (es decir, la presión en la cara de arena y/o la presión de cierre de la fractura).

Luego se monitorea la presión de cierre del pozo para detectar signos de cierre de la fractura (que se considera equivalente a la tensión efectiva principal mínima) y se evalúa el período posterior al cierre para detectar señales de flujo pseudolineal y pseudoradial. Los métodos de solución de flujo radial se utilizan para derivar  $kh/\mu$  y  $P_i$  y el flujo lineal se puede evaluar para  $P_i$ . Ver **Figura 2**.

**Figura 2**

*Diagnostic Fracture Injection Test (DFIT)*



Nota. Fuente: Ahmed & Meehan, (2015).

#### **2.1.4 Mini-Frac**

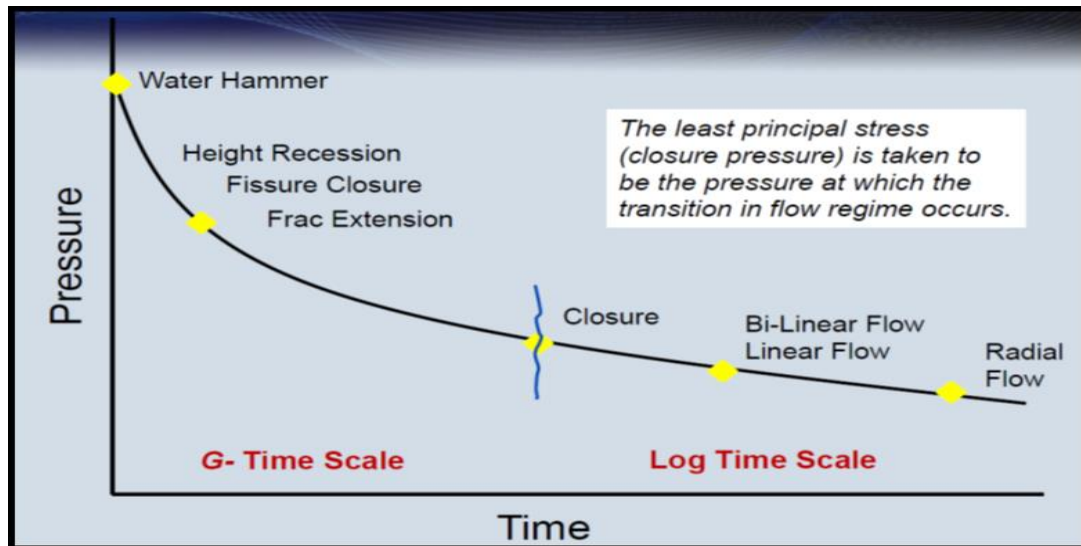
Mini-frac es una prueba diagnóstica de inyectividad realizada sin propante antes del tratamiento principal de la fractura. La intención es interrumpir la formación durante la inyección para formar pequeñas fracturas y luego se observa el cierre de la red de fractura creado durante el período de caída de presión siguiente. Históricamente, estas pruebas se realizaban inmediatamente antes del tratamiento de la fractura principal para obtener los parámetros de diseño (presión de cierre de la fractura, gradiente de fractura, coeficiente de leak-off, eficiencia del fluido, permeabilidad de la formación y presión del reservorio).

El mini-frac es diseñado para acercarse en lo posible al tratamiento real, sin bombear un volumen significativo de fluido, se usa el fluido de tratamiento. La operación de minifrac generalmente termina cuando se logra interpretar un cierre de la fractura creada. Por ello, el análisis más usado en esta prueba es el análisis antes del cierre, BCA (por sus siglas en inglés, Before Closure Analysis).

Las pruebas de mini-frac (pruebas de caída de presión) son una alternativa para identificar regímenes de flujo pseudo-lineal y pseudo-radial, según se observa en la **Figura 3**, estimar la presión y la permeabilidad efectiva del reservorio.

**Figura 3**

*Presión vs Duración del trabajo de Mini-Frac*



*Nota.* Fuente: Hawkes, (2013).

### 2.1.5 Mini-Fall-Off Test – MFO

El MFO es una prueba de inyección y disipación de la presión antes del tratamiento principal de fracturamiento hidráulico. El propósito de la prueba es crear una pequeña fractura durante un breve periodo de bombeo, a fin de que la fractura creada sea corta y poder utilizar las ecuaciones mostradas a continuación, para periodos reducidos de producción e inyección.

#### 2.1.5.1 Interpretación de Mini Fall Off Test

La prueba de MFO se puede dividir en dos etapas principales:

**Etapas I:** Bombeo de un volumen de fluido no polimérico suficiente para crear una fractura pequeña.

**Etapas II:** Periodo de declinación de presión respecto al tiempo donde se puede estimar distintas propiedades de la fractura y reservorio.

El análisis MFO se divide en 2 partes, Análisis Antes del Cierre, BCA (por sus siglas en inglés, Before Closure Analysis) y Análisis Después del Cierre, ACA (por sus siglas en inglés, After Closure Analysis).

### 2.1.5.2 Análisis antes del cierre (BCA)

La técnica BCA fue introducida por Nolte (1979), los gráficos de derivada de la función G fueron introducidos por Mukherjee (1991) y Barre que incluyeron G dp/dG. Este flujo de trabajo fue usado para estimado de la presión de cierre.

El BCA provee una importante información de parámetros de fractura, como: Comportamiento Leakoff, Presión de Cierre, ISIP y Eficiencia de Fluido. Los gráficos que se utilizarán para este análisis serán:

- Gráfico Log-Log de presión vs tiempo, derivada de bourdet y derivada Agarwal.
- Gráfico Función G y dp/dG

Barree (2007) presentó una función empírica, obtenida de varias simulaciones numéricas, para estimar la permeabilidad de la formación en función del tiempo de cierre de la fractura.

Ecuación 1.

$$k = 0.0086 \frac{\mu_f \sqrt{0.01 P_z}}{\phi C_t \left( \frac{G_c E r_p}{0.038} \right)^{1.96}} \quad (1)$$

Donde:

k: Permeabilidad de la formación (mD)

$P_z$ : Presión de extensión neta (psi) ( $P_{ISIP} - P_c$ )

$r_p$ : Radio de almacenamiento, para leakoff normal y PDL es 1.

$G_c$ : Tiempo de cierre

$\phi$ : Porosidad, fracción.

$C_t$ : Compresibilidad total, 1/psi.

$E$ : Módulo de Young.

$\mu_f$ : Viscosidad del fluido inyectado, a condiciones de reservorio.

La relación de almacenamiento (rp), es la relación entre el área permeable de la formación y el área total de la cara de la fractura (**Figura 4**). Físicamente este parámetro

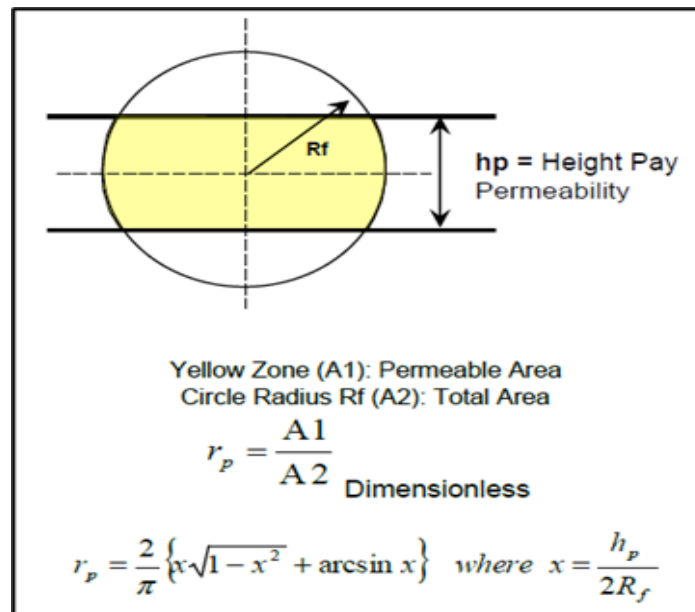
representa la cantidad de exceso de fluido que debe ser perdido cuando la fractura se cierra y se estima a partir del grafico de la función G. (Figura 5Figura 4). La función G es una representación del periodo de tiempo transcurrido después del término del bombeo normalizado durante la extensión de la fractura. Ecuación 2.

$$g(\Delta t_{1D}, \alpha) = \frac{4\alpha \sqrt{\Delta t_{1D}} + 2\sqrt{1 + \Delta t_{1D}} x F\left[1/2, \alpha; 1 + \alpha; (1 + \Delta t_{1D})^{-1}\right]}{1 + 2\alpha} \quad (2)$$

Donde la función F [a,b,c,z] es una función hipergeométrica, solo calculable mediante tablas o algoritmos matemáticos o en aproximaciones dependiendo del tipo de geometría de fractura.

#### Figura 4

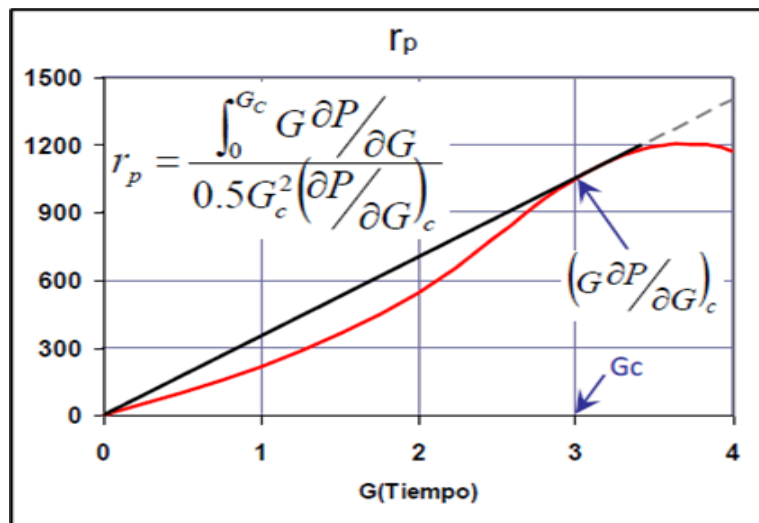
Esquema gráfico para calcular la relación de almacenamiento



Nota. Fuente: VIII INGEPET 2014 (EXP-IR-JP-19-N).

## Figura 5

Gráfico de la función G para calcular el  $r_p$



Nota. Fuente: VIII INGEPET 2014 (EXP-IR-JP-19-N).

### ➤ Tipos de leakoff

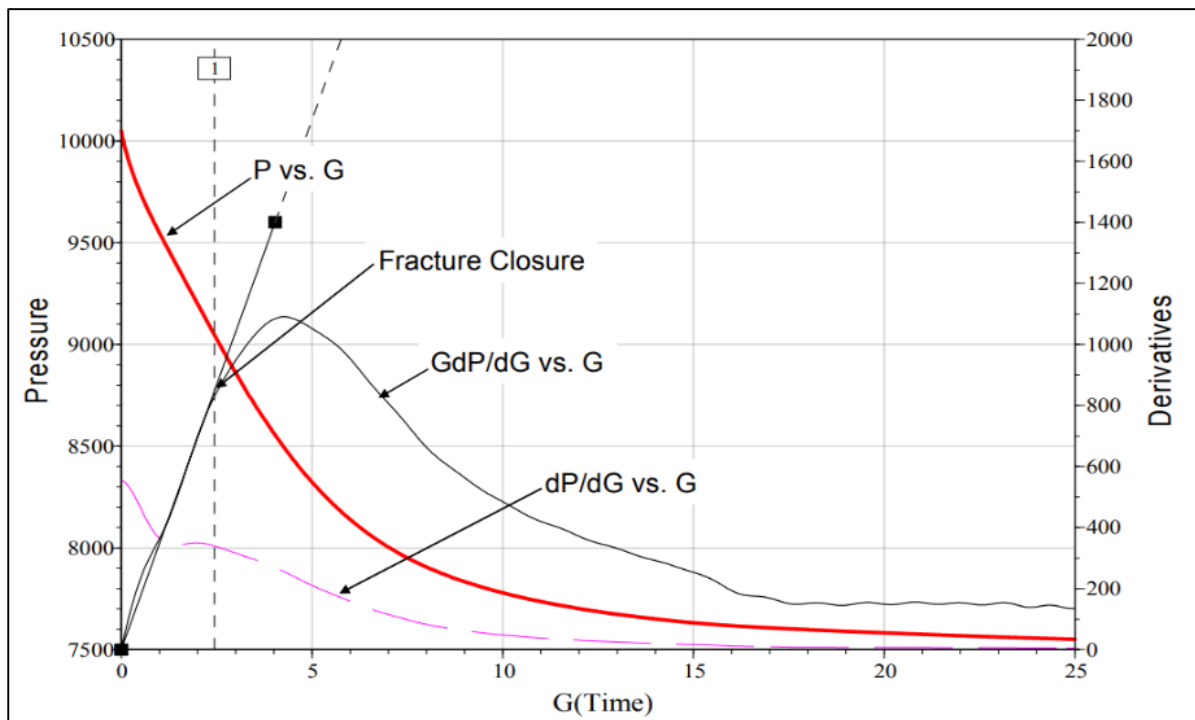
Hay cuatro tipos de Leakoff o filtrado del fluido inyectado que se observan al graficar la Función G, estos son:

### ➤ Leakoff normal

Este caso sucede cuando el área de la fractura es constante durante el cierre y el filtrado ocurre a través de la matriz de una roca homogénea. Este mecanismo es identificado por una derivada  $(G \, dP/dG)$  constante a lo largo de la curva de superposición (durante el cierre de la fractura) y coincide con una pendiente trazada desde el origen.

**Figura 6**

*Función G, Leakoff Normal*



*Nota.* Fuente: Holistic Fracture Diagnostics (SPE 107877).

➤ **Leakoff dependiente de la presión (PDL)**

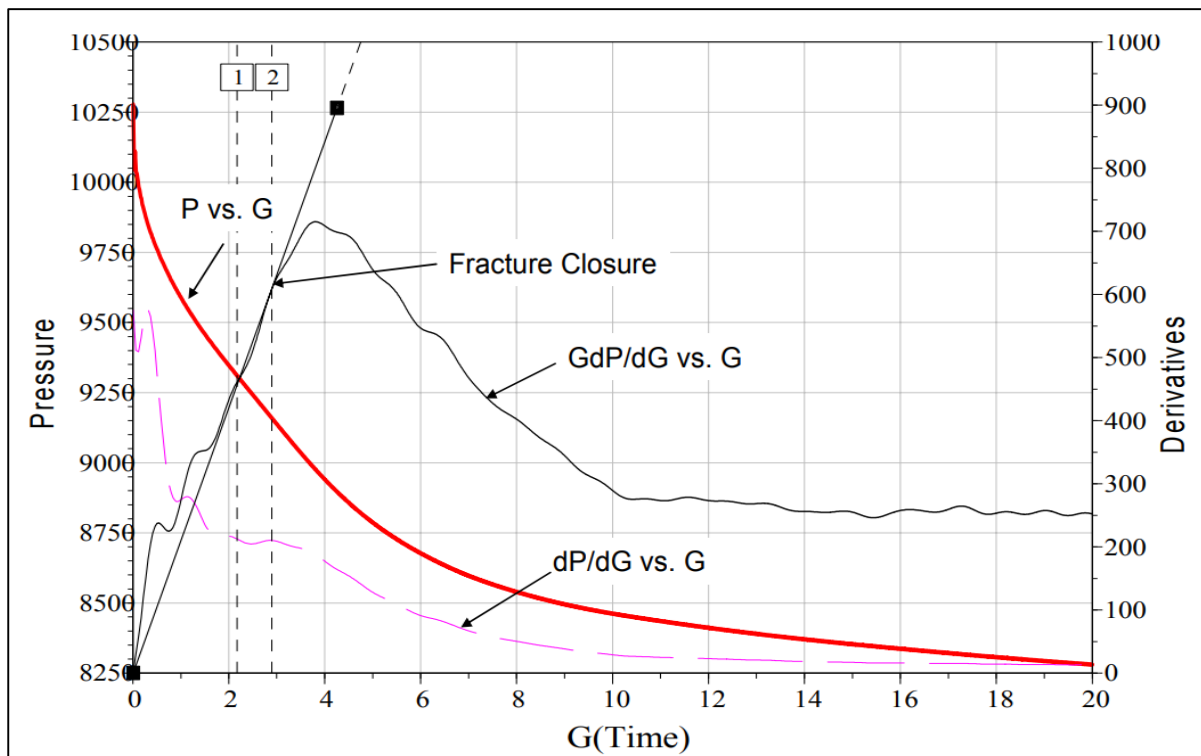
Indica la presencia de fracturas secundarias que se cruzan con la fractura principal, que pueden ser naturales o inducidas, facilita el filtrado adicional al proporcionar una mayor superficie expuesta a la matriz.

Esta pérdida de fluido adicional se observa en el gráfico de la Función G con una “joroba” que se encuentra encima del ajuste en línea recta a través de los datos de Leakoff normal. para una fractura normal de dos alas, esta joroba indica que el líquido se está perdiendo más rápido de lo esperado.



**Figura 7**

*Función G, PDL*



*Nota.* Fuente: Holistic Fracture Diagnostics (SPE 107877).

➤ **Fractura de altura recesiva**

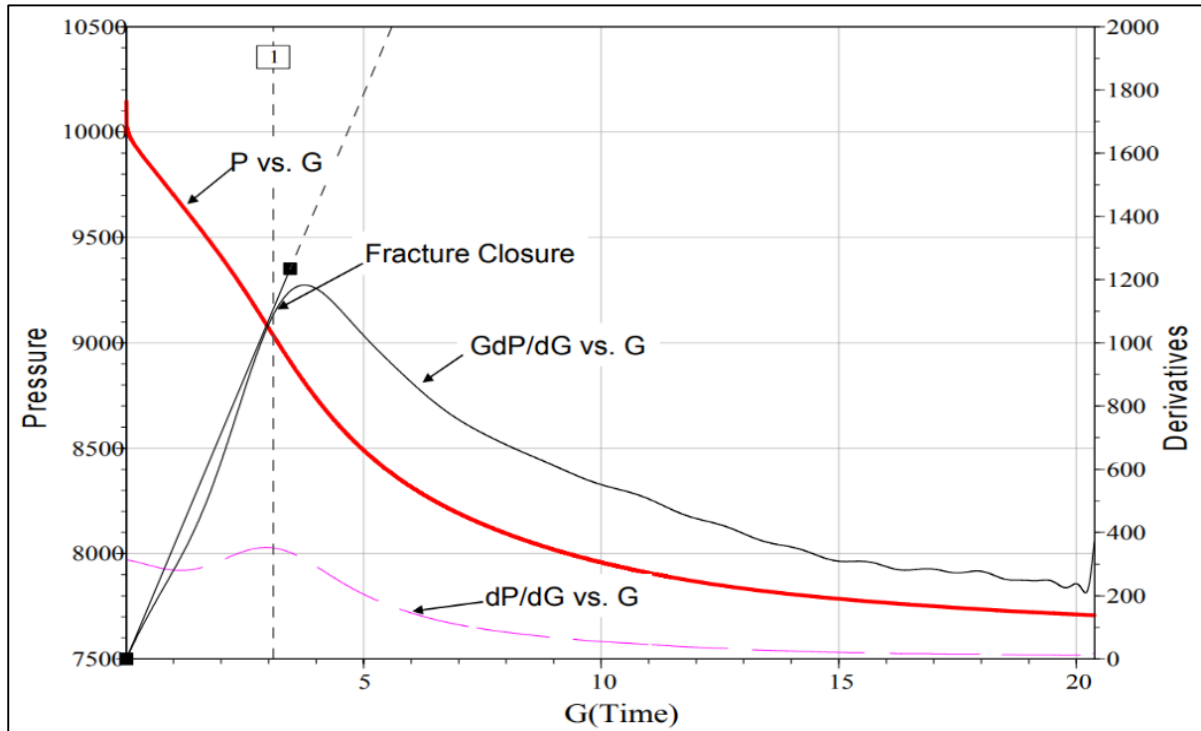
La derivada de la función G  $dP / dG$  cae por debajo de la línea recta del leakoff normal, mostrando una tendencia cóncava ascendente. Esto indica que el líquido está filtrando de la fractura a la formación más lento de lo esperado y sugiere que la fractura tiene algo de soporte de presión. Esto se puede explicar en dos escenarios: el primero en que la fractura principal intercepta una red de fracturas secundarias, que pueden ser naturales o inducidas. A diferencia del PDL en donde las fracturas secundarias dan un área de superficie adicional para la fuga; estas dan soporte de presión.

El segundo escenario es que la fractura se propaga a través de capas impermeables adyacentes (arriba o abajo) a la zona productiva durante la inyección. En el escenario de leakoff normal, el líquido puede escaparse de toda la superficie de la fractura. Para el leakoff de

recesión en altura, la fuga solo puede darse en la parte de la fractura que está en contacto con la zona permeable. Como resultado, la tasa de fuga es menor que en el caso normal.

**Figura 8**

*Función G, Fractura de altura recesiva*



*Nota.* Fuente: Holistic Fracture Diagnostics (SPE 107877).

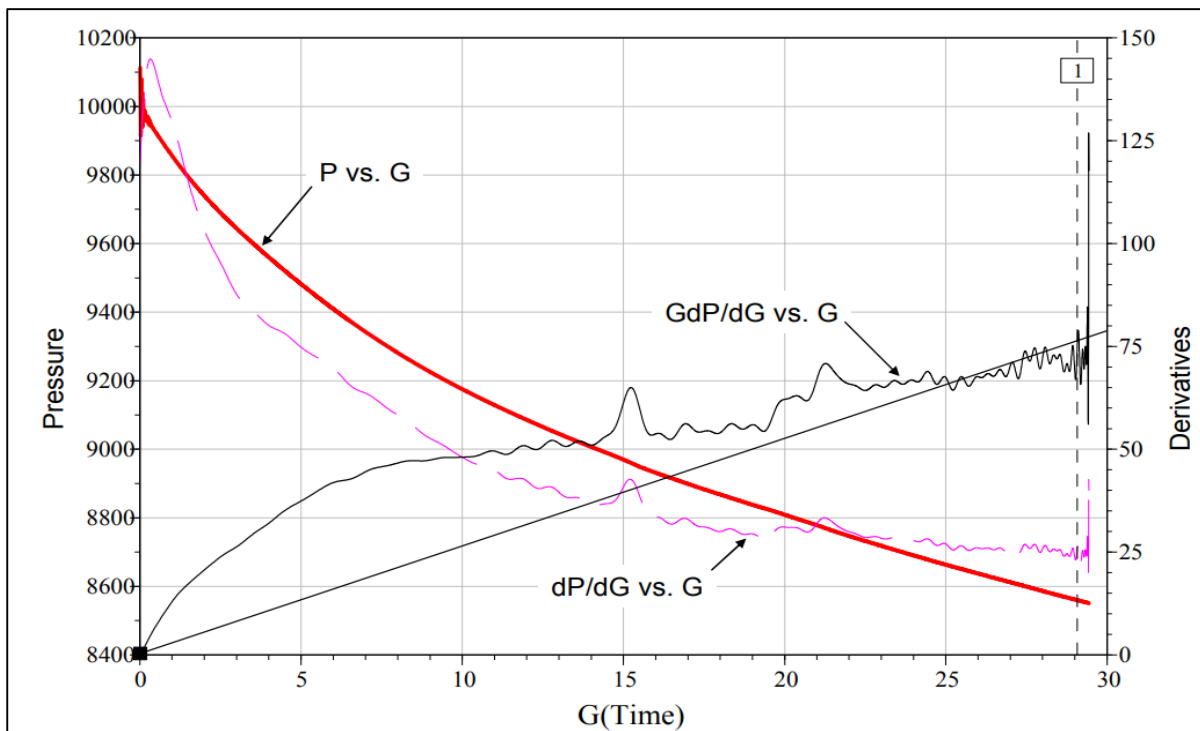
➤ **Fractura con extensión en la punta**

Es un fenómeno que ocurre en reservorios de muy baja permeabilidad, en donde el fluido inyectado no se filtra en la formación normalmente por lo que la energía se transfiere a los extremos de la fractura dando como resultado la extensión de la punta de la fractura, incluso después de que se detiene la inyección y se cierra el pozo.

Tiene como característica que la derivada ( $G \frac{dP}{dG}$ ) inicialmente exhibe una gran pendiente positiva que continúa disminuyendo con el tiempo de cierre, produciendo una curvatura cóncava hacia abajo.

**Figura 9**

*Función G, Fractura con extensión en la punta*



Nota. Fuente: Holistic Fracture Diagnostics (SPE 107877).

### 2.1.5.3 Análisis después del cierre (ACA)

La técnica ACA, análisis de la declinación de la presión después del cierre de la fractura, fue introducida por Nolte (1997), el método Soliman y Craig (2005) desarrollado para pruebas con periodo corto de producción o inyección posterior al cierre; este método ayudo a identificar los diferentes regímenes de flujo durante la declinación.

El ACA Provee información del reservorio:

- Periodo de flujo Pseudo-lineal: Puede ser usado para determinar el tiempo de cierre, longitud de la fractura y presión del reservorio.
- Periodo de flujo Pseudo-radial: Este periodo depende del tiempo de declinación. En el tiempo Pseudo-radial la declinación de la presión puede ser interpretada de manera similar a los métodos tradicionales de pruebas de presión para determinar la transmisibilidad y la presión del reservorio.

Los gráficos que se utilizan para este análisis son:

- Gráfico ACA log-log de Delta-Presión y Derivada vs Square Linear Flow (FL<sup>2</sup>).
- Gráfico Linear Flow.
- Gráfico Radial Flow.
- Gráfico Horner.

El ACA requiere la identificación del inicio y fin del periodo de los regímenes de flujo pseudo-linear y pseudo-radial. Estos pueden ser identificados por las pendientes que generan la presión fallOff menos la presión de reservorio, (pw(t)-pi), versus el cuadrado del flujo lineal con respecto al tiempo (FL<sup>2</sup>) Ecuación 3. y la derivada semilog, (X\*dY/dX) sobre un gráfico Log-Log.

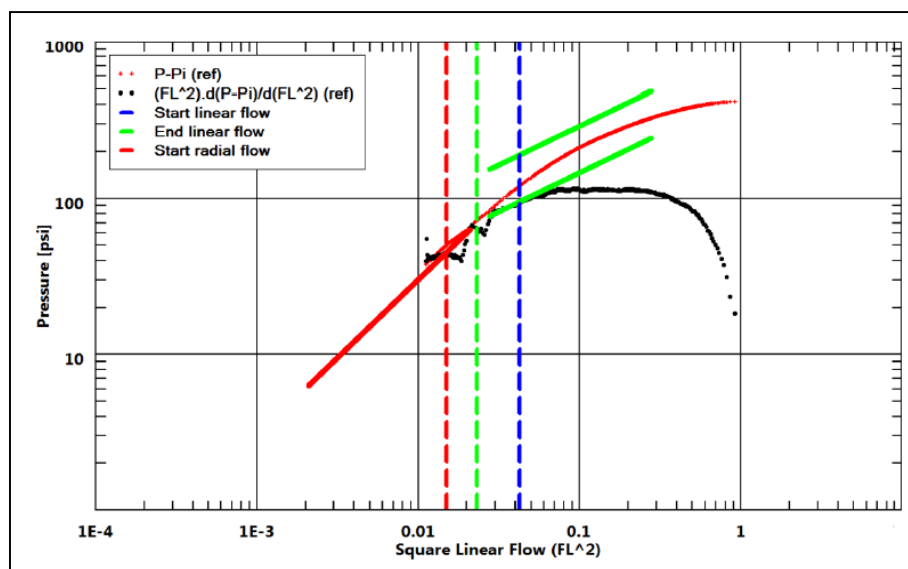
En la **Figura 10** se muestra identificación del inicio del régimen de flujo pseudo-linear con pendiente 0.5 y pseudo-radial con pendiente igual 1.

Función del flujo lineal respecto al tiempo es:

$$FL(t, tc) = \frac{2}{\pi} \text{Sin}^{-1} \sqrt{\frac{tc}{t}}, t \geq tc \quad (3)$$

**Figura 10**

*Gráfico del análisis después del cierre, ACA*



*Nota.* Fuente: Houzé et al., (2021).

### **2.1.6 Análisis de caudal transitorio – RTA**

Incluye análisis del historial de producción y la presión de fondo fluyente, dada la frecuencia y calidad de los datos, a menudo se considera una técnica de baja resolución en comparación con el Análisis de Presión Transitoria. Sin embargo, dado que a menudo incluye años de producción en la interpretación, el radio de investigación del análisis es considerablemente mayor respecto al PTA.

El Análisis de Caudal Transitorio se originó con los diversos métodos utilizados para determinar la declinación de producción y su relación con el Ultimo Recobro Estimado (Estimated Ultimate Recovery EUR) bajo el concepto denominado Análisis de Curvas de Declinación (Decline Curve Analysis DCA).

Posteriormente, con el desarrollo de los Sensores de Fondo Permanentes (Permanent Downhole Gauges PDHG) y especialmente con el desarrollo de reservorios de baja permeabilidad, se desarrollaron las técnicas modernas de análisis de declinación de producción, o RTA.

#### **2.1.6.1 Análisis de curvas de declinación – DCA**

Entre las DCA más utilizadas se encuentran; Curvas Tipo de Arps (Exponencial, hiperbólica y armónica) y Curvas Tipo de Fetkovich.

##### **➤ Curvas Tipo Arps**

Según Houzé et al., (2021) el comportamiento futuro del pozo (producción) se proyecta hacia un caudal desconocido (eje de las ordenadas) hasta cruzar con el límite económico que define el tiempo de producción y la producción acumulada.

Para ajustar una curva, es necesario representar gráficamente los puntos  $q$  de producción en función del tiempo, utilizando una gráfica logarítmica o semilogarítmica, y ver cual de las dos muestran un comportamiento más parecido a una línea con cambios de pendiente menores

(fluctuaciones). Para minimizar las fluctuaciones, se recomienda suavizar la curva mediante el cálculo del promedio de varios puntos adyacentes.

ARPS definió tres tipos de declinación distintos: Exponencial, Hiperbólico y Armónico.

Para deducir los siguientes comportamientos se asumió que el reservorio no presenta un mecanismo de impulsión de empuje agua (acuífero) y la presión es proporcional al volumen de petróleo en el reservorio (Houzé et al., 2021).

Curvas de Declinación de Arps pueden ser expresadas según las siguientes ecuaciones:

$$q(t) = \frac{q_i}{[1+bD_i t]^{1/b}} \quad (4)$$

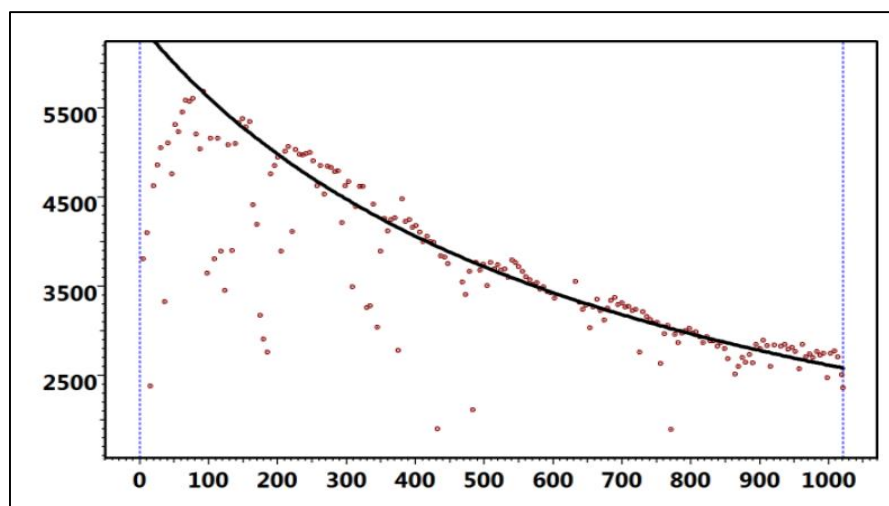
$$Q(t) = \frac{q_i^b}{D_i(1-b)} (q_i^{1-b} - q(t)^{1-b}) \quad (5)$$

Donde:

- $Q(t)$  es el caudal acumulado para un tiempo  $t$ .
- $q_i$  es el caudal inicial.
- $D_i$  es el factor de declinación.
- $b$  un parámetro que varía entre 0 (exponencial), (hiperbólica) y 1 (armónica).

### Figura 11

*Curvas Tipo de Arps*



*Nota.* Fuente: Houzé et al., (2021).

Cabe resaltar que, el análisis de la Curva Tipo de Arps tiene requerimientos para su aplicación:

- El pozo produce bajo la condición de presión fluyente constante.

- Se aplican únicamente cuando el tipo de flujo es dominado por las fronteras del reservorio (Boundary Dominated Flow BDF).
- No se aplican cuando existen cambios del parámetro de daño de formación con el tiempo.
- El área de drenaje es asumida como constante, implica que la producción en los pozos vecinos debe ser estabilizada.

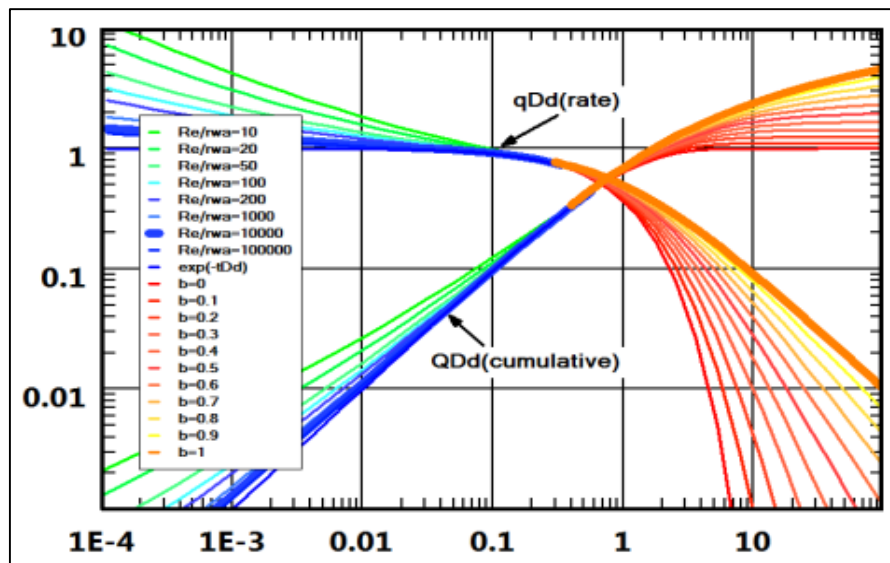
➤ **Curvas tipo de Fetkovich**

Según Houzé et al., (2021) Fetkovich desarrolló las curvas tipo utilizando variables adimensionales con lo cual generó pronósticos de producción. En una gráfica a escala logarítmica se grafica la producción del pozo en función del caudal adimensional y tiempo dimensional, luego se ajustó una de las curvas tipo al comportamiento para predecir la los caudales de producción futuros. La ventaja de su uso es que tiene en cuenta los periodos del régimen transitorio, la transición al régimen pseudoestacionario y flujo dominado por fronteras. A diferencia de las curvas de declinación tradicional de Arps que sólo modelan los reservorios cuando están en régimen pseudoestacionario (declinación), las curvas tipo pueden cubrir completamente la vida productiva del pozo.

En un inicio solo las curvas tipo relacionadas con el caudal de producción fueron preparadas y presentadas, posteriormente las curvas tipo relacionadas con la producción acumulada fueron introducidas, para minimizar el ruido en la interpretación. En la **Figura 12**, las líneas representadas por el color azul y verde corresponden a la etapa de flujo transitorio mientras que las líneas de color anaranjado a rojo corresponden a la etapa de flujo dominado por las fronteras del reservorio Boundary Dominated Flow (Houzé et al., 2021).

**Figura 12**

*Curvas Tipo de Fetkovich*



*Nota.* Fuente: Houzé et al., (2021).

El ajuste de los datos reales de producción con las curvas tipo adimensionales de las curvas de declinación nos darán como resultado el radio externo del reservorio, la capacidad de flujo ( $kh$ ), el factor de declinación ( $D_i$ ) y el caudal inicial ( $q_i$ ).

### 2.1.6.2 Gráfico de Blasingame – Palacios

Blasingame y Palacios desarrollaron un método para superar las principales limitantes del análisis de declinación de presión – los periodos de producción y presiones de fondo fluyente variables – usando el formato gráfico utilizado por Fetkovich. Las principales ventajas de este método son:

- Los pozos no son cerrados, se disminuye las pérdidas de producción diferidas, especialmente para reservorios apretados.
- Los datos adquiridos normalmente forman parte del plan de monitoreo del campo.
- Es posible observar comportamientos a escala de reservorio, como interferencia de pozo o agotamiento de presión.



- Este método utiliza soluciones de caudal constante o de presión constante. El caudal normalizado por presión (PRN) equivalente a solución a presión constante. La función tiempo de caudal constante que describe la solución de caudal constante es conocida como “Función de Tiempo de Balance de Materia”:

Para el caso del petróleo

$$t_{cr} = \frac{Q(t)}{q(t)} \quad (6)$$

El caudal normalizado por presión:

$$(\text{Índice de Productividad petróleo}) = PI(t) = \frac{q(t)}{P_i - P_w(t)} \quad (7)$$

Es graficado respecto a la función tiempo de caudal constante. Además, debido al ruido de los datos de producción, algunas funciones adicionales fueron introducidas para obtener una mayor confianza en el proceso de ajuste, la Integral del Índice de Producción y la derivativa de la Integral del Índice de Producción.

Caudal Normalizado por Presión

$$PI(t) = \frac{q(t)}{P_i - P_w(t)} \quad (8)$$

Integral del Caudal Normalizado por presión

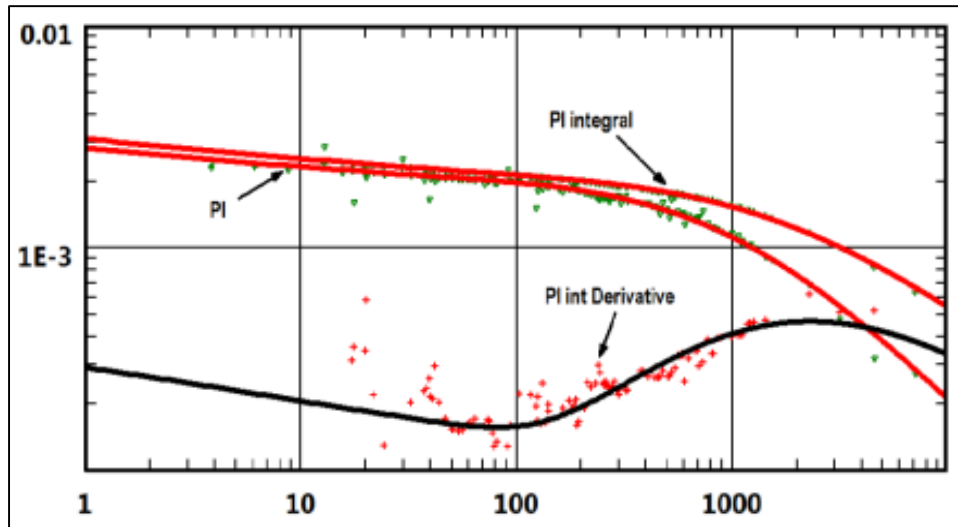
$$PI \text{ Int.} = \frac{1}{t_e} \int_0^{t_e} \frac{q(t)}{P_i - P_w(t)} \partial t \quad (9)$$

Derivativa del Integral del Caudal Normalizado por Presión

$$PI \text{ Int. Derivativa} = \frac{\partial(PI \text{ Int.})}{\partial \ln(t_e)} \quad (10)$$

**Figura 13**

*Gráfico Blasingame – Palacios*



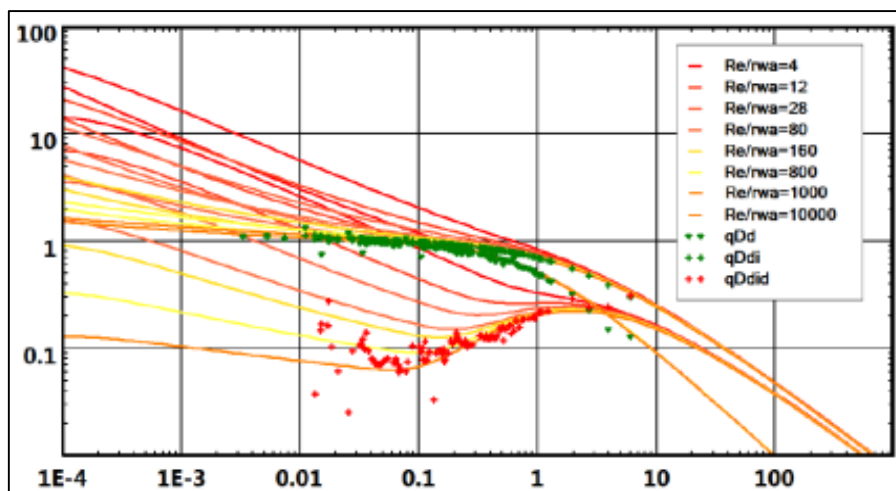
*Nota.* Fuente: Houzé et al., (2021).

Similarmente como las Curvas Tipo de Fetkovich, es posible generar Curvas Tipo de Blasingame – Palacios para distintos sistemas pozo-reservorio:

- Pozo vertical
- Pozos verticales hidráulicamente fracturados
- Pozos horizontales

**Figura 14**

*Curvas Tipo de Blasingame – Palacios: Pozo Vertical*



*Nota.* Fuente: Houzé et al., (2021).

Es simple diferenciar claramente dos regiones en la **Figura 14**, en la región izquierda está representado el Tipo de Flujo Transitorio para distintos radios de reservorio y en la región derecha está representado por el Tipo de Flujo Dominado por la Frontera del Reservorio (BDF) que está representada por una pendiente unitaria negativa, debido a que este método fuerza a los datos hacia la declinación del tipo armónica ( $b=1$ ).

Es importante darse cuenta de que, para caudales muy pequeños, la función tiempo de caudal constante será artificialmente muy grande, este efecto también será representado por una pendiente unitaria negativa ( $m=-1$ ), pudiéndose confundir con el efecto del flujo dominado por la frontera del reservorio.

Una vez ajustado los datos de producción con las curvas tipo será posible determinar:

- Hidrocarburo Original In-Situ / Área de drenaje.
- Factor inicial de daño de formación.
- Longitud media de fractura.
- Longitud efectiva de un pozo horizontal.

### 2.1.6.3 Gráfico Logarítmico

Se aplica el mismo principio que el Grafico de Blasingame – Palacios, con la diferencia de que en lugar de graficar el caudal normalizado por presión se grafica la presión normalizada por caudal.

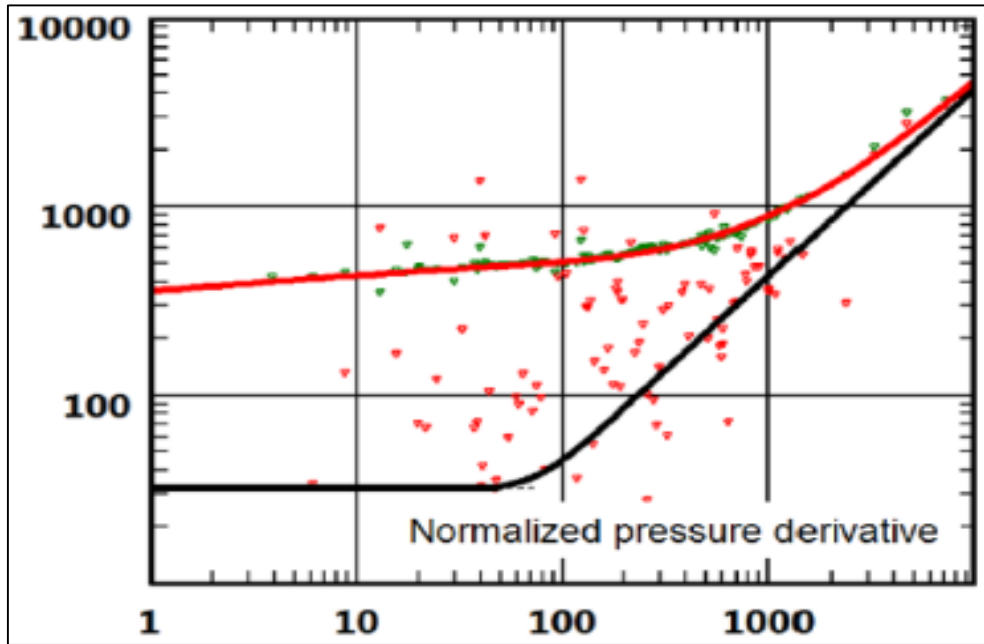
$$\frac{P_i - P_w(t)}{q(t)} \quad (11)$$

Respecto a la función tiempo de caudal constante o función de tiempo de balance de materia ( $q(t)$ ). En escala logarítmica, el Flujo Dominado por la Frontera del Reservorio BDF será representado mediante una línea de pendiente unitaria ( $m=1$ ) – similar al Análisis de Presión Transitoria. Asimismo, el Flujo Transitorio será representado por la estabilización de la derivativa de la presión normalizada por caudal respecto a la función tiempo de caudal

constante – similar al Análisis de Presión Transitoria, esta estabilización representará la capacidad de flujo de la formación (kh).

**Figura 15**

*Gráfico logarítmico de la Presión Normalizada por Caudal y Derivativa*



*Nota.* Fuente: Houzé et al., (2021).

Sin embargo, debido a la calidad de los datos, el gráfico logarítmico de la presión normalizada por caudal a menudo muestra mucho ruido. Esta limitación es reducida si la presión normalizada por caudal es representada por la Integral de la presión normalizada por caudal y la derivativa de tal integral.

Integral de la Presión Normalizada por Caudal

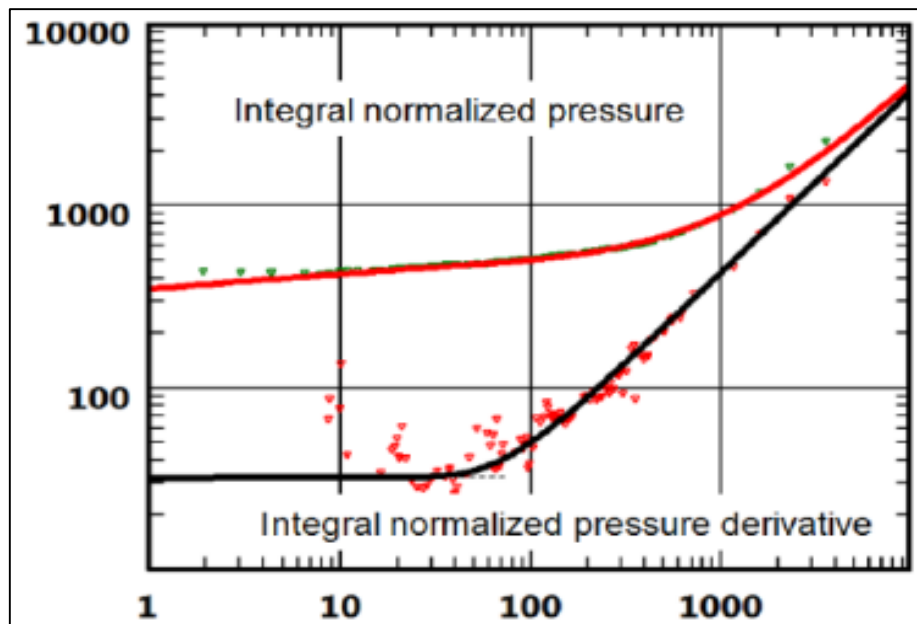
$$I_{(te)} = \frac{1}{t_e} \int_0^{t_e} \frac{P_i - P_w(t)}{q(t)} \partial t \quad (12)$$

Derivativa Bourdet de la Integral de la Presión Normalizada por Caudal

$$I'_{(te)} = \frac{\partial I_{(te)}}{\partial \ln(te)} \quad (13)$$

**Figura 16**

*Gráfico logarítmico de la Integral de Presión Normalizada por Caudal y Derivativa*



*Nota.* Fuente: Houzé et al., (2021).

## **2.2 Marco conceptual**

### **2.2.1 Ecuación de difusividad**

Describe cómo, en una pieza elemental de roca, la presión reaccionará con el tiempo en función del gradiente de presión local alrededor de esta. Puede haber tantas ecuaciones de difusividad como suposiciones sobre lo que sucede en el fondo del pozo. La teoría básica en análisis de datos dinámico utiliza la ecuación de difusividad más simple posible, asumiendo lo siguiente:

- El yacimiento es homogéneo e isótropo.
- El fluido es monofásico y poco comprimible.
- Se ignoran los efectos de la gravedad. Si no lo fueran, la ecuación de difusividad se escribiría en términos de potencial y no de presión.
- Se aplica la ley de Darcy.
- Las propiedades del yacimiento y del fluido son independientes de la presión.

En estas condiciones, la ecuación de difusividad se deriva de la combinación de:

(1) Ley de conservación de la masa

(2) Ley de Darcy

(3) Ecuación de estado

### 2.2.1.1 Difusión en un reservorio isótropo homogéneo

Cuando se combina: la ley de conservación de la masa, ley de Darcy y la relación de balance de materia más simple (suposición de fluido ligeramente compresible), se obtiene una versión más simple de la ecuación de la difusividad, que se presenta a continuación en tres formas diferentes:

Forma General:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = 0.0002637 \frac{k}{\Phi \mu c_t} \nabla^2 p \quad (14)$$

Forma Radial:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = 0.0002637 \frac{k}{\Phi \mu c_t} \frac{1}{r} \left[ \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial p}{\partial r} \right) \right] \quad (15)$$

Forma Lineal:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = 0.0002637 \frac{k}{\Phi \mu c_t} \frac{\partial^2 p}{\partial x^2} \quad (16)$$

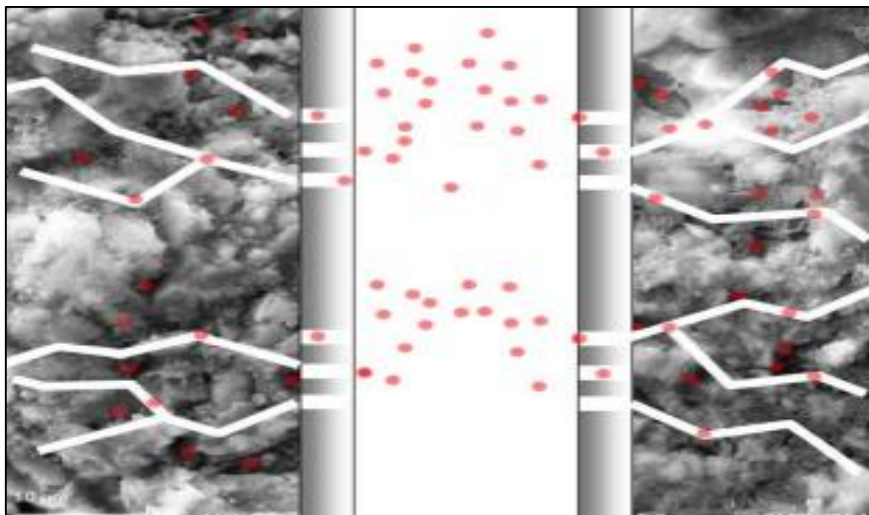
Generalmente, la ecuación de difusión utilizada en la mayoría de los modelos analíticos es la formulación radial. El punto de referencia de tal solución radial es el pozo productor o inyector. Este sistema de coordenadas es muy adecuado para modelar el flujo radial hacia y desde el pozo. La ecuación de difusión que se muestra arriba describe el flujo de un reservorio homogéneo donde esta misma ecuación única se aplicará en todas partes del reservorio. Se pueden modelar reservorios más complejos, y esta ecuación de difusión será reemplazada por formulaciones que involucran diferentes presiones en el mismo punto (reservorio de doble porosidad, doble permeabilidad) o difusividad y movilidad cambiantes en diferentes ubicaciones.

### 2.2.2 Reservorios apretados

Cuando la permeabilidad es inferior a 0,1 mD, se define como un reservorio apretado de arenisca naturalmente fracturado. (Hain N., 2014). Son rocas de calidad de baja productividad debido a su porosidad inferior a 0,2 y baja permeabilidad (son rocas más superficiales en comparación con las rocas madre de esquisto). Necesitan fracturamiento hidráulico para producir petróleo o gas comercialmente. Como resultado de la fracturación, se creó un sistema de fracturas, como se muestra en la **Figura 17**, que difiere de la geometría de una formación convencional de arenisca de baja permeabilidad con dos alas de fractura bien definidas. La búsqueda de mecanismos de filtración suele depender de la presión en reservorios naturalmente fracturados cuando se realizan pruebas de diagnóstico de fracturas antes del tratamiento.

**Figura 17**

*Fracturamiento en una formación no convencional*



*Nota.* Fuente: Herrero C., (2012).

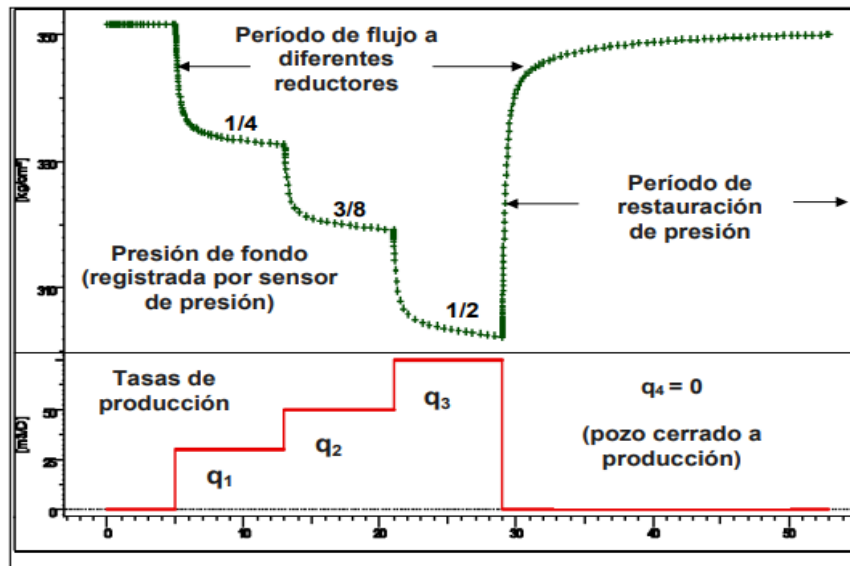
### 2.2.3 Pruebas de Presión

Una prueba de presión consiste en la adquisición de datos de presión, producción y muestra del fluido a condiciones de pozo (aperturas y cierres) controladas. La completación del pozo objeto de prueba puede ser temporal o permanente. A

continuación, se presenta el ejemplo de una prueba tipo multi-tasa a fin de ilustrar el concepto señalado. (Da Prat, 2008, p.11)

**Figura 18**

*Historia de la prueba*



*Nota.* Fuente: Da Prat (2008), Well Testing.

La historia de la prueba denominada Multi-flujo según se muestra en la **Figura 18**, consiste en fluir el pozo a diferentes tasas (lo que se logra cambiando los reductores de prueba), en donde se registra la presión de fondo fluente y la del cierre durante el período completo de la prueba. El análisis de los datos de presión y tasas permite obtener el índice de productividad del pozo, el valor de la capacidad de flujo de la formación (producto permeabilidad-espesor), el valor de daño asociado con el pozo y la presión actual del área de drenaje involucrada con la producción del pozo. (Da Prat, 2008, p.11)

### 2.2.3.1 Tipos de Pruebas Según Objetivos de Evaluación

Existen diferentes tipos de pruebas de presión que se toman en el pozo durante toda su vida productiva como se muestra en la **Tabla 3**.



**Tabla 3***Tipos de Pruebas*

<b>POZO</b>	<b>TIPO DE PRUEBA</b>	<b>INFORMACIÓN QUE SE OBTIENE</b>
<b>Exploratorio</b>	DST (con taladro) Muestreo Prueba sin taladro Probador de Formación	Presión Muestra de fluido para análisis PVT Permeabilidad y daño Potencial del pozo e índice de productividad
<b>Productor</b>	Restauración, multitasa Interferencia Sensores de presión permanentes Gradientes de presión	Permeabilidad y daño Presión actual y promedio Tipo de límites asociados con el área de drenaje Monitoreo continuo de presión de fondo
<b>Inyector</b>	Inyectividad Fall off	Índice de inyectividad por capa Presión actual del área de inyección Distancia al pozo del frente del banco de agua

*Nota.* Fuente: Da Prat (2008), Well Testing.

Da Prat (2022), indica lo siguiente:

La importancia de las pruebas de presión y momento indicado de cuando deberían tomarse durante la vida productiva del pozo se explica a continuación:

- Pozo Exploratorio: Su propósito principal es definir los parámetros del reservorio y pozo en el área de drenaje y probar la comercialidad del pozo en caso sea posible, estas pruebas que se toman son necesarias para todo pozo exploratorio
- Pozo Productor: Su propósito principal es estimar el valor de la presión reservorio actual, evaluar la capacidad de flujo, límites del reservorio y verificar posible interferencia entre pozos.
- Pozo Inyector: Su propósito principal es determinar de los parámetros de reservorio que caracterizan la zona de inyección y la presión de inyección (permite monitorear la eficiencia de inyección)

### **2.2.3.2 Determinación de los parámetros del reservorio y pozo**

Las pruebas se realizan de acuerdo con objetivos de evaluación específicos, por ejemplo, para determinar si el pozo está dañado debido a una caída de producción anómala, o para determinar la presión de reservorio durante la prueba y después una importante producción acumulada. En otros casos, como en los pozos exploratorios, las pruebas son parte del proceso de evaluación de la exploración. El análisis de los datos de presión y producción de pruebas confirma las expectativas de exploración. (Da Prat, 2008, p.14)

Las pruebas pueden ser de corta duración (segundos, minutos, horas) o, al igual que las pruebas de tipo prolongado, pueden ser de días o meses. Se puede decir que la duración de la prueba afecta la precisión de los parámetros obtenidos del análisis. Esto significa que en algunos casos la escala puede ser de unos pocos pies alrededor del pozo, mientras que en otros casos puede ser de metros o incluso de toda el área de drenaje del pozo incluyendo sus límites. (Da Prat, 2008, p.14)

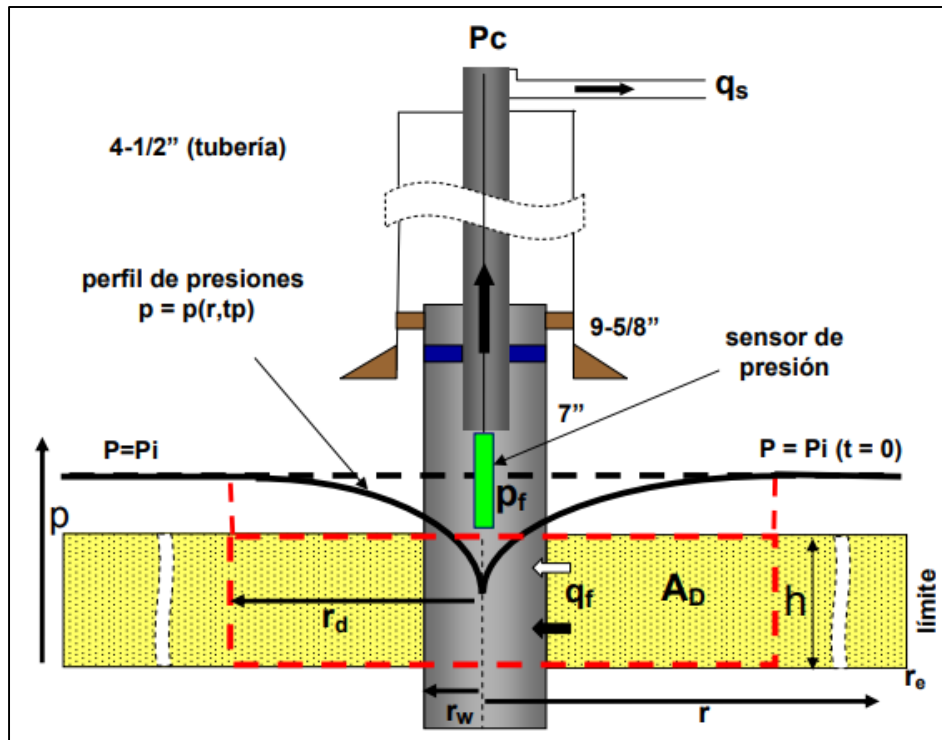
El método básico utilizado en el análisis de los datos de presión es comparar la respuesta de los datos de presión en función del tiempo obtenida en el pozo o pozos durante las pruebas con la respuesta esperada dadas las soluciones de la ecuación de difusividad, que es lo que determina el comportamiento dinámico de flujo de fluido en un medio poroso a lo largo del tiempo e incluye efectos en el pozo y sus alrededores, tales como los efectos del almacenamiento y daños al pozo. (Da Prat, 2008, p.14)

Con el fin de ilustrar el concepto de las pruebas y la adquisición de los datos de presión, se presenta diagrama simplificado de sección transversal del reservorio en donde se muestra el perfil radial de presiones a lo largo del reservorio y pozo (asumiendo que no hay efecto de daño) existente o válido en el tiempo de producción  $t = t_p$ . Pozo cerrado

y el reservorio tiene una presión uniforme de  $P = P_i$  antes de la apertura del pozo a producción. (Da Prat, 2008, p.15)

**Figura 19**

*Perfil de presión en el yacimiento*

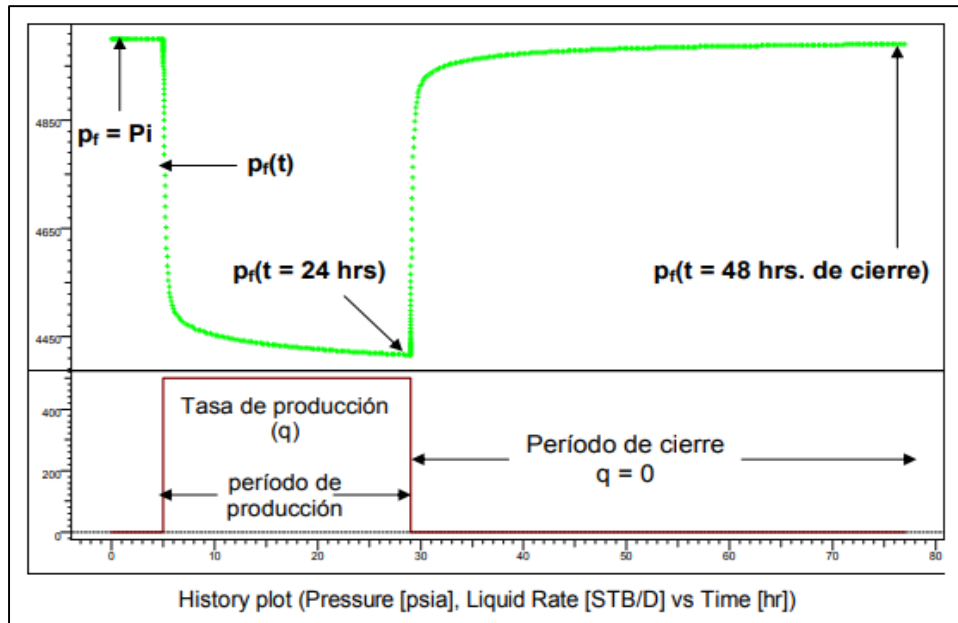


*Nota.* La figura muestra el pozo en producción a una tasa de  $q_s$ .  $P_i$  es la presión inicial ( $t=0$ ) del yacimiento antes de la apertura del pozo a producción. Fuente: Da Prat (2008),

Con fines ilustrativos, la respuesta de presión prevista registrada por el sensor de presión de fondo de pozo se muestra durante un período de ejecución de 24 horas ( $t_p$ ) seguido de un período de cierre de 48 horas.

**Figura 20**

*Prueba de Restauración de presión*



*Nota.* La figura muestra la respuesta de presión registrada por sensor de presión de fondo.

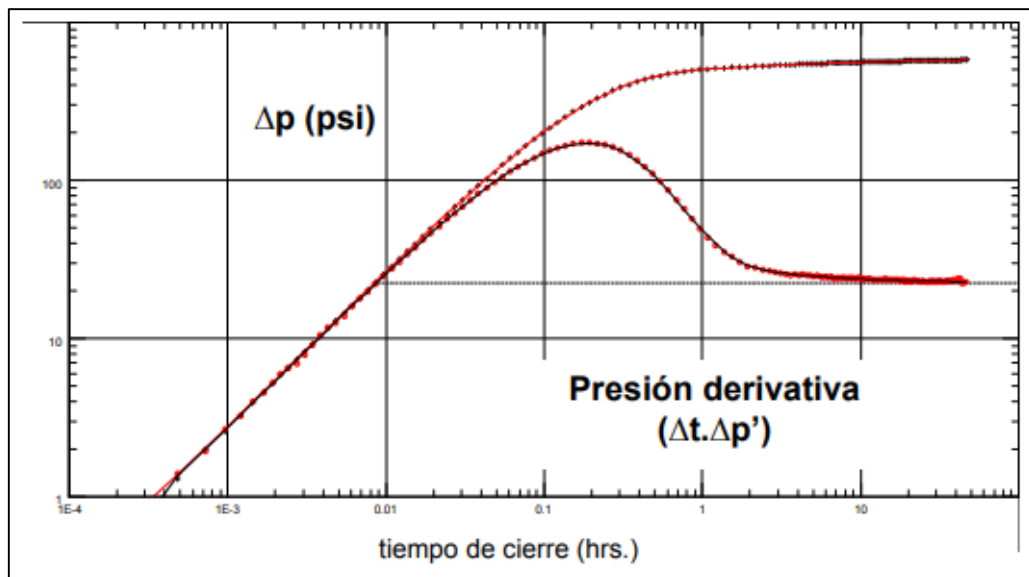
Fuente: Da Prat (2008), Well Testing.

El cambio de la presión en función del tiempo durante el período de producción, así como durante el período de cierre, depende de los parámetros del reservorio y la completación del pozo. Por ejemplo, de tratarse de un reservorio de permeabilidad muy baja, el incremento de la presión en función del tiempo durante el período de cierre es menor al mostrado en la **Figura 20**. (Da Prat, 2008, p.18)

Para completar el concepto, se presentó una gráfica de diagnóstico relacionada con el período de cierre de la variación de presión y su derivada (derivada de la variación de presión con respecto al logaritmo del tiempo) en escala logarítmica, es decir, h lo que permite identificar el régimen de caudal o regímenes de caudales presentes durante la prueba para luego identificar el modelo de reservorio aplicable al análisis de datos. (Da Prat, 2008, p.18)

**Figura 21**

*Gráfica de diagnóstico log-log*



*Nota.* Fuente: Da Prat (2008), Well Testing.

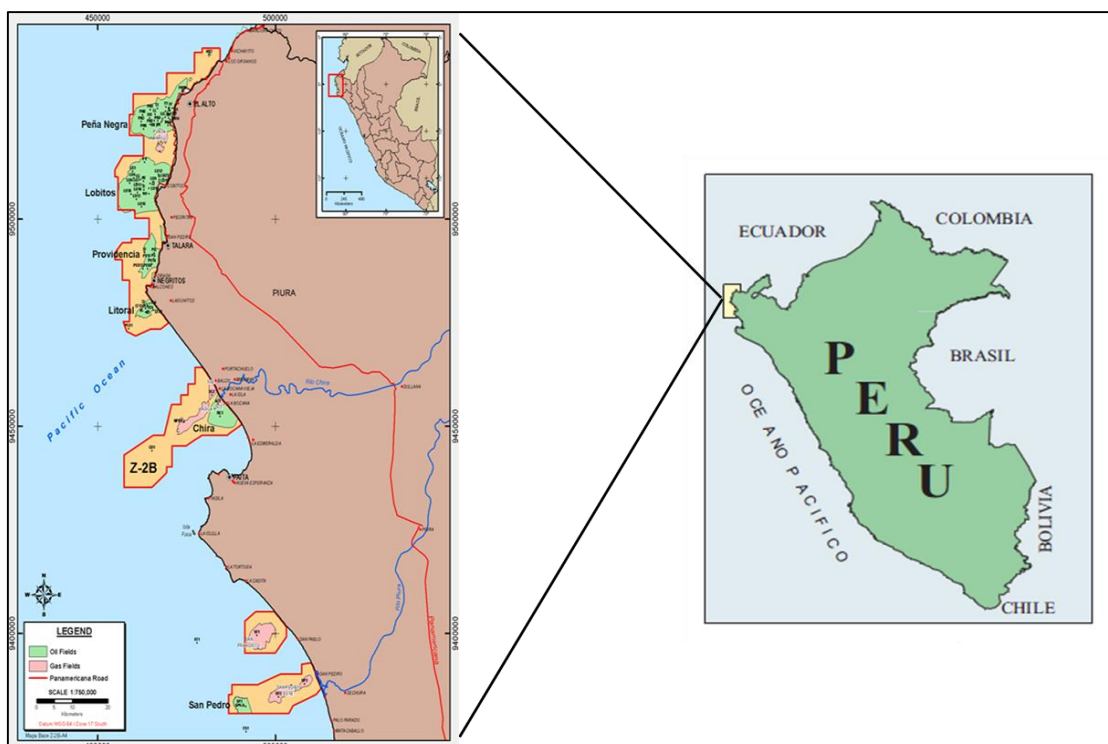
## Capítulo III: Desarrollo del Trabajo de Investigación

### 3.1 Ubicación Geográfica y Contexto Histórico de Desarrollo del Campo

El Lote Z-2B se localiza en el zócalo continental correspondiente a la costa de las provincias de Talara y Paita del departamento de Piura.

#### Figura 22

Mapa de ubicación de los Campos del Lote Z-2B



Nota. Fuente: SAVIA PERÚ.

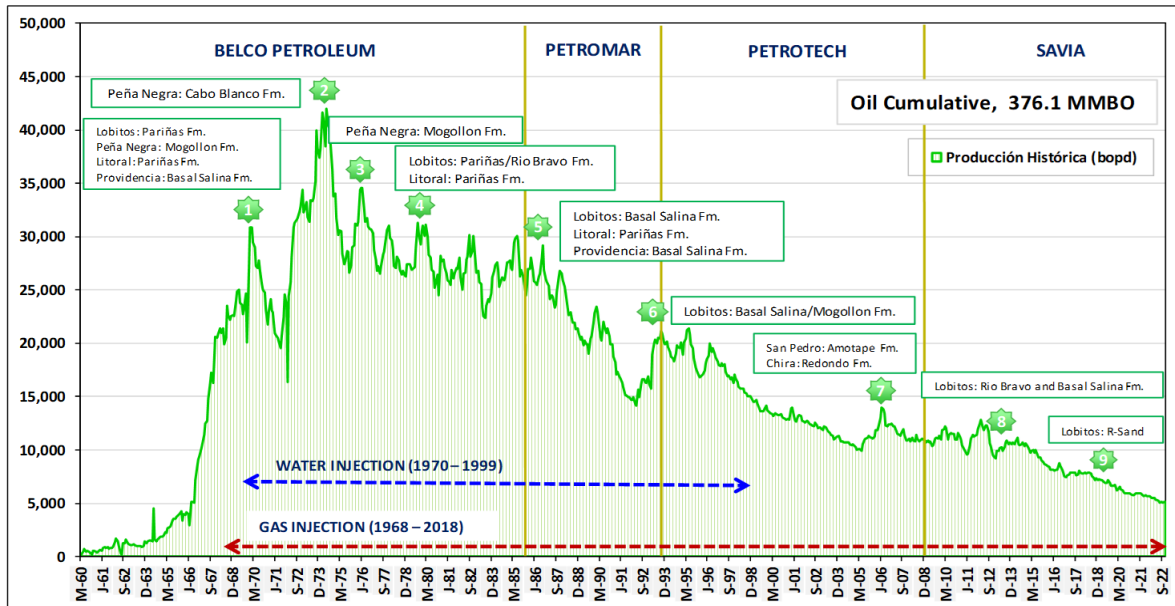
Actualmente, en el Lote Z-2B se tiene una producción acumulada de 376.1 MMBP (diciembre 2022), la cual proviene de 6 campos productores: Peña Negra, Lobitos, Providencia, Litoral, Chira y San Pedro. La **Figura 22** muestra la ubicación de los campos en el Lote Z-2B. Savia Perú S.A. (Anteriormente Petro-Tech Peruana S.A.).

El Lote Z-2B fue inicialmente explorado y explotado por la ex operadora Belco Petroleum Corporation desde 1959 a 1985, luego por Petróleos del Mar S.A. (PETROMAR), subsidiaria de Petroperú, desde 1986 a 1993, posteriormente por Petro-Tech Peruana S.A. de

1993 a 2008, y finalmente por Savia Perú S.A. desde 2009 hasta la fecha. La **Figura 23** muestra los hitos más importantes desde el inicio de la producción del lote Z-2B.

**Figura 23**

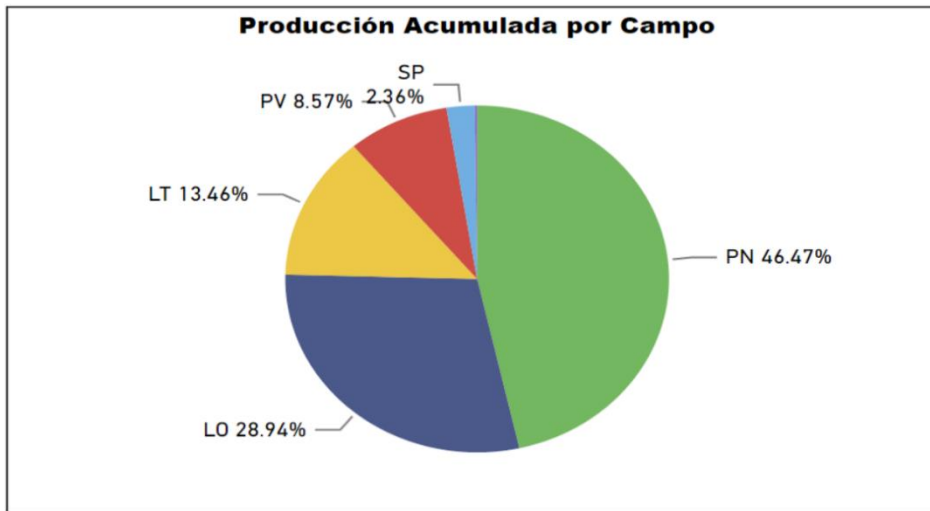
*Hitos productivos e historia de producción del Lote Z-2B*



Nota. Fuente: SAVIA PERÚ.

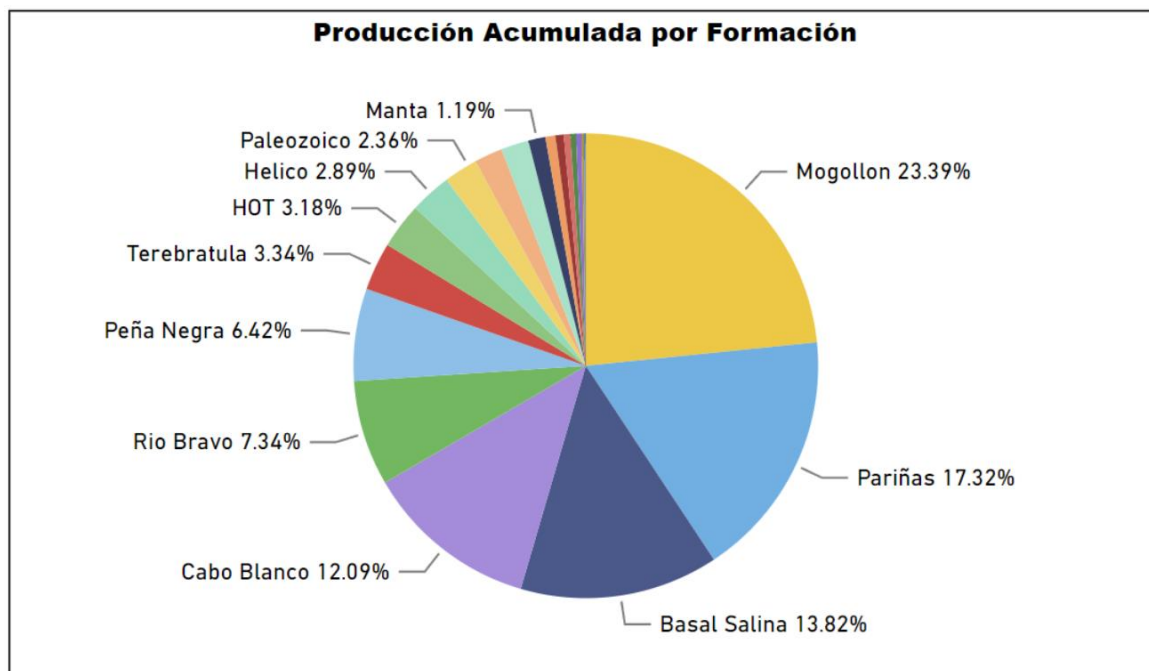
**Figura 24**

*Producción acumulada por campo*



**Figura 25**

*Producción acumulada por formación*



Como se observa en la **Figura 24**, el porcentaje de la producción acumulada por campo mientras la **Figura 25** las principales formaciones productoras: Mogollón, Pariñas y Basal Salina, debido a esto la tesis se enfocará en dichas formaciones de los campos Peña Negra y Lobitos.



### 3.2 Flujo de Trabajo

La **Figura 26** muestra el flujo de trabajo de la presente tesis para el criterio de evaluación según el tipo de prueba, la cual, será desarrollada a lo largo de la misma aplicado en el Lote Z-2B.

La tesis propone la utilización de análisis de prueba de pozos como una herramienta para caracterizar reservorios de baja permeabilidad. Este enfoque es crucial para comprender las propiedades y comportamiento de los reservorios con baja permeabilidad, lo que a su vez permitirá tomar decisiones informadas sobre la producción y el desarrollo de los mismos.

El primer paso en esta metodología es llevar a cabo el análisis Mini Fall Off, el cual implica la recopilación de reportes de fractura y datos sin procesar, como los caudales de inyección y las presiones medidas. Estos datos son fundamentales para evaluar la respuesta del pozo y determinar las propiedades del reservorio. Sin embargo, es importante verificar la confiabilidad de la información recopilada y sincronizar los caudales de inyección y presión para garantizar resultados precisos.

Una vez completado el análisis Mini Fall Off, se procede al análisis antes del cierre (BCA). Durante esta etapa, se exploran diversas características, como la gradiente de fractura ( $G_f$ ), la presión de cierre ( $P_c$ ), la presión instantánea de cierre (ISIP), el comportamiento de Leakoff, la presión neta y la eficiencia del fluido. Estos parámetros son cruciales para determinar la permeabilidad del reservorio utilizando la correlación empírica basada en la función  $G$ .

A continuación, se realiza el análisis después del cierre (ACA). Durante esta fase, se obtienen datos adicionales, como la presión de reservorio y la permeabilidad. La permeabilidad es un valor con menos incertidumbre en esta etapa.

Además del análisis Mini Fall Off, también se lleva a cabo el análisis de caudal transitorio (RTA). En este análisis, se recopilan datos de producción, como los caudales de

petróleo, gas y agua, así como las presiones medidas en fondo o cabeza. Antes de realizar este análisis, se verifica si el pozo cumple con ciertas condiciones, como la producción de una sola formación y fluyendo naturalmente. Una vez confirmado esto, se procede a realizar el ajuste de la historia de producción utilizando gráficos de log-log, Blasingame y Fetkovich. También se realizan análisis de curvas tipo Fetkovich y Blasingame para identificar microfracturas, almacenamiento u otros rasgos en el régimen temprano. Asimismo, se verifican las propiedades de producción y se obtienen condiciones de frontera. A partir de estos análisis, se estima el OOIP (Original Oil In Place), EUR (Estimated Ultimate Recovery) y el factor de recobro. Finalmente, se realiza un pronóstico de producción basado en los resultados obtenidos.

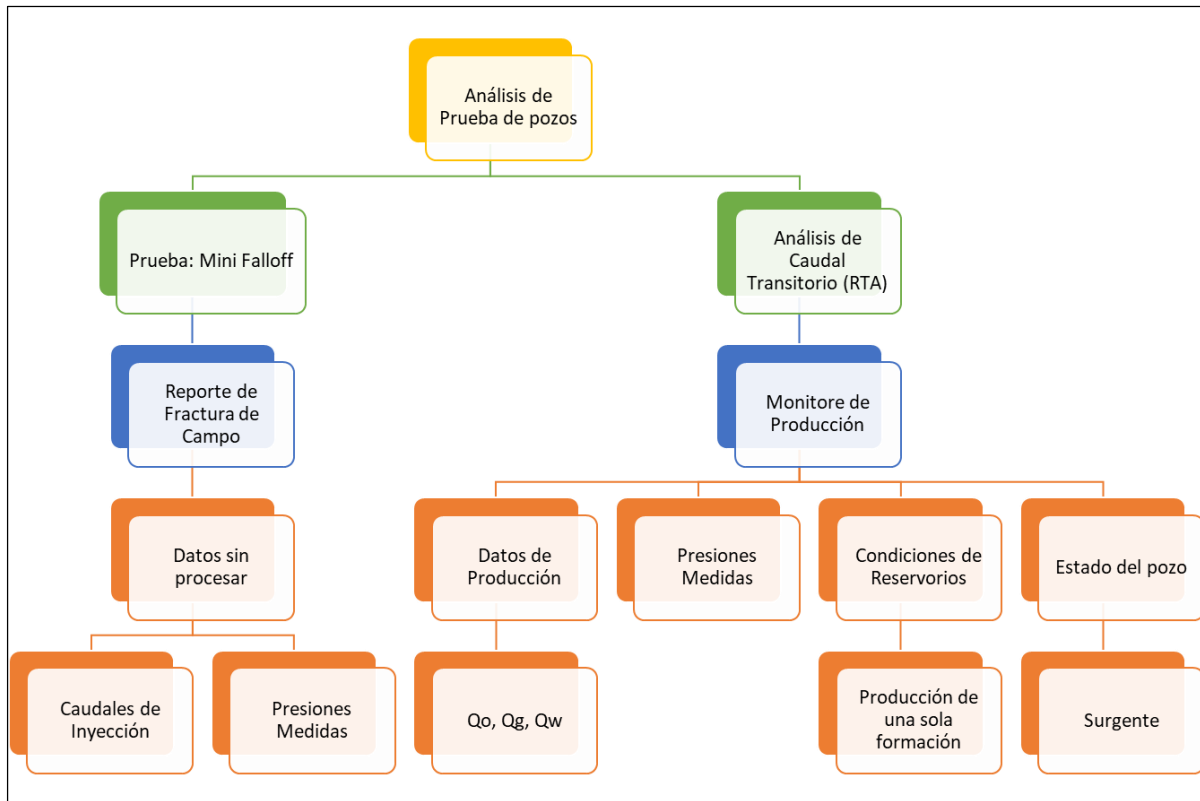
Estos pasos se aplican a la mayor cantidad de pozos posible, dependiendo de la información disponible, con el objetivo de lograr una caracterización precisa en diferentes formaciones y bloques evaluados.

Este enfoque integral de diagnóstico de fracturas y análisis de caudal transitorio proporciona una visión detallada y completa del reservorio de baja permeabilidad. Al comprender y evaluar adecuadamente las propiedades del reservorio, se pueden tomar decisiones informadas sobre la producción, el desarrollo y la gestión de estos reservorios. El objetivo de este enfoque propuesto es mejorar el entendimiento de los reservorios de baja permeabilidad y optimizar la producción de hidrocarburos en estas formaciones apretadas.

A través de este enfoque holístico de diagnóstico y análisis, se espera contribuir al avance del conocimiento en la caracterización de reservorios de baja permeabilidad y proporcionar una base sólida para la toma de decisiones.

**Figura 26**

*Flujo de trabajo para el criterio de evaluación según el tipo de prueba*



### 3.3 Desarrollo de la Investigación

Para el desarrollo de la presente tesis, se realizará el análisis minifrac (LO6-37D) y RTA por separado, luego se hará el análisis en conjunto para el pozo Z-X17. En cada análisis se mostrará los principios técnicos y la metodología para diseñar y realizar un análisis e interpretación, usando la información disponible de registros de presión en los reservorios apretados, ya sea de pruebas Mini Falloff(minifrac) o monitoreo de presiones dinámicas durante la fase de producción.

#### 3.3.1 Análisis Mini Falloff

##### 3.3.1.1 LO6-37D, Formación Rio Bravo

###### ➤ Historial Productivo, LO6-37D

El pozo LO6-37D pertenece al campo Lobitos, el cual fue completado el 24 de diciembre de 2014 en el intervalo 9782-9800 ft MD (Formación Lower Basal Salina) y 9086-

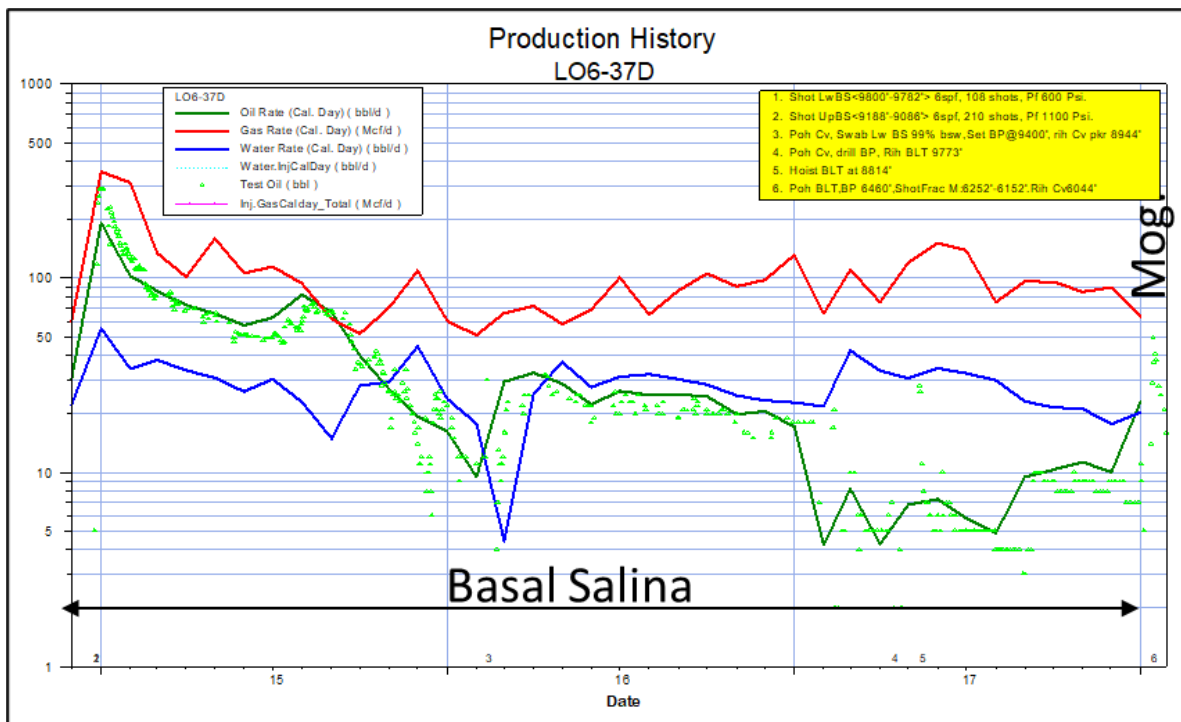
9188 ft MD (Formación Upper Basal Salina), alcanzando una producción de 194 BPD x 354 MPCD x 55 BAP.

En febrero de 2016 se bajó tapón @ 9400 ft MD y se puso en producción a través de una instalación convencional de gas lift, teniendo una producción de 29 BPD x 66 MPCD x 4 BAP. En abril de 2017, se muele el tapón baleó y baja instalación BLT @ 9773 ft MD llegando a producir 4 BPD x 75 MPCD x 33 BAP.

En enero de 2018 se bajó tapón @ 6460 ft MD y se baleó el intervalo 6152-6252 ft MD (Formación Mogollón), para después ponerlo en producción a través de una instalación convencional de gas lift, teniendo una producción de 23 BPD x 64 MPCD x 20 BAP. La **Figura 27** muestra el historial productivo del pozo LO6-37D.

**Figura 27**

*Historial de producción, pozo LO6-37D, Campo Lobitos*



El 24 de febrero de 2018 se decide realizar un trabajo de reacondicionamiento (workover), donde la recomendación es balear y fracturar el intervalo 4360-4380 ft MD (Formación Rio Bravo. La **Tabla 4** muestra el resumen de las propiedades petrofísicas del intervalo propuesto.

**Tabla 4**

*Propiedades petrofísicas, LO6-37D, Rio Bravo*

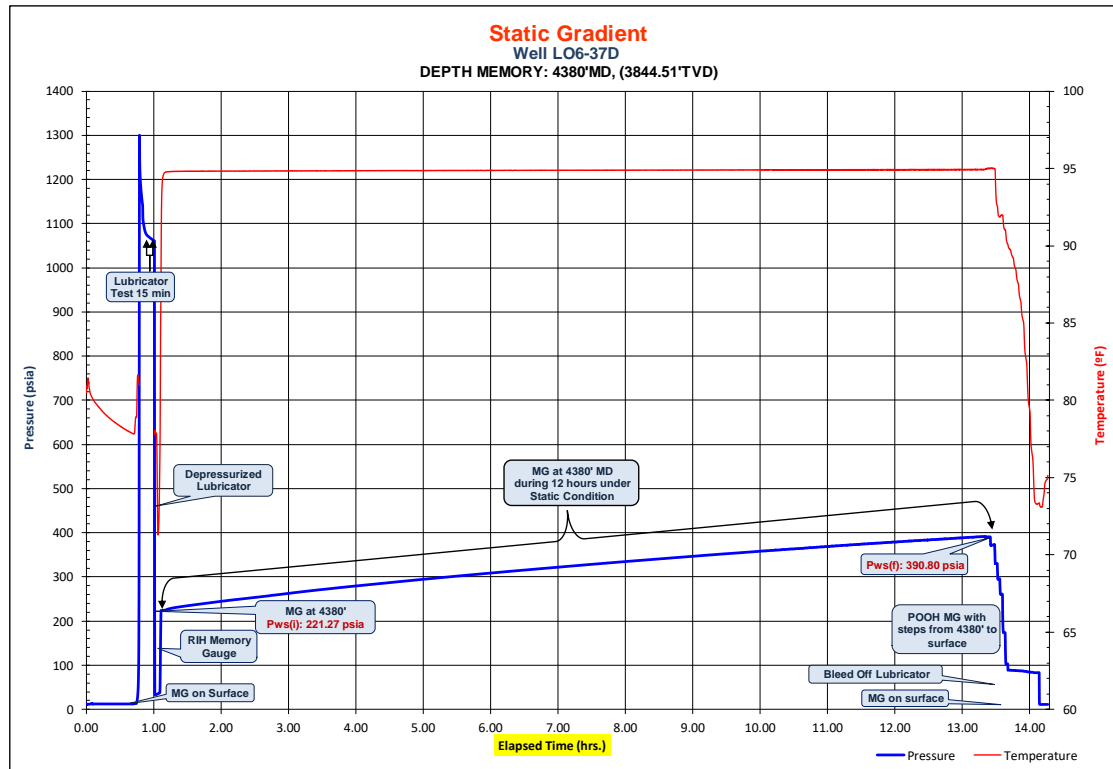
Well	Zone Name	Type	Top ft	Bottom ft	Gross ft	Net Pay ft	N/G	Av Phi dec	Av Sw dec	Av k mD	Phi*H ft	PhiSo*H ft	k*H mD.ft
LO6-37D	Rio Bravo	MD	4360	4380	20	18	0.911						
LO6-37D	Rio Bravo	TVD	3828	3844	16	15	0.911	0.100	0.450	0.732	1.458	0.802	10.669

El 25 de febrero de 2018 se baleó el intervalo 4360-4380 ft MD (Formación Rio Bravo); inmediatamente se toma una gradiente estática durante 12 horas, como se muestra en la **Figura 28** la presión aún no está estabilizada, debido a que la presión sigue creciendo esto es un indicativo que el reservorio es muy apretado (baja permeabilidad). Además, el resultado de esta toma de presión nos da una gradiente de 0.1 psi/ft (**Tabla 5**), esta gradiente está muy por debajo

de la gradiente original de la formación (0.522 psi/ft) donde se puede deducir que el reservorio estaría depletado.

**Figura 28**

*Gradiente Estática, LO6-37D, Rio Bravo*



**Tabla 5**

*Resultados de la gradiente estática, LO6-37D, Rio Bravo*

	Measured Depth (ft)	Vertical Depth (ft)	Gradient (psi/ft)
Gas	0	0	0.002
Oil	3500	3136	0.356
Water	3750	3336	0.432
Memory gauge	4380	3845	0.1017

➤ **Análisis de Reporte de Fractura**

Después de obtener la gradiente estática, se procede a realizar el fracturamiento hidráulico. Antes de llevar a cabo el fracturamiento, se realiza un análisis de minifrac para determinar los parámetros de fractura. Estos parámetros son importantes a nivel operativo y

también brindan información valiosa sobre el reservorio. Entre los parámetros obtenidos en el informe de fractura se destacan el gradiente de fractura y el porcentaje de caída de presión después de 10 minutos de cierre en el minifrac ( $t_{10}$ ). Estos datos permiten comprender de manera más precisa el comportamiento del reservorio.

Los valores de  $t_{10}$  pueden interpretarse de la siguiente manera:

**A. Presión del reservorio en condiciones originales:**

- Los valores altos de  $t_{10}$  indican una zona con buena permeabilidad, lo que implica que la propagación de la presión a través del reservorio es rápida. Según la experiencia, se espera que valores superiores al 40% indiquen un reservorio con buena permeabilidad.
- Los valores bajos de  $t_{10}$  indican una zona de baja permeabilidad, lo que implica que la propagación de la presión a través del reservorio es lenta.

**B. Presión del reservorio baja (depletado):**

- Cuando se tiene un reservorio depletado, es común observar que los valores de  $t_{10}$  tiendan a ser altos, superando el 40% de declinación. Sin embargo, es importante tener en cuenta que estos valores altos pueden enmascarar la verdadera permeabilidad del reservorio

Por lo tanto, se recomienda realizar una revisión adicional de la gradiente de fractura, que está compuesta por la presión de reservorio y la dureza de la formación. Es necesario asegurarse de que la gradiente de fractura se encuentre dentro del rango de la gradiente de fractura original, correspondiente a la presión original del reservorio. Esto permitirá obtener una mejor comprensión de la permeabilidad real del reservorio depletado.

En la **Figura 29** se puede apreciar el reporte de fractura del pozo LO6-37D, donde el valor del porcentaje de caída de presión en el minifrac es de 32% lo que estamos leyendo en este porcentaje no es solo permeabilidad sino también depletación del reservorio ya que la gradiente obtenida previamente (0.10 psi/ft). Además, la gradiente de fractura

obtenida es de 0.77 psi/ft pero este valor está por debajo de la gradiente de fractura promedio de la formación (0.85 psi/ft); esto también es un indicativo que la presión de reservorio no es original (depletado).

**Figura 29**

*Reporte de Fractura, LO6-37D, Rio Bravo*

<u>DATOS DEL MINIFRAC (Surface).</u>			
Apertura	504 psi		
Ruptura	1642 psi	@	11.2 bpm
Pre-stdg	2021 psi	@	9.0 bpm
ISIP	1274 psi		
10 Minutos	861 psi		
Declinac.	32%		
<u>ANÁLISIS DE MINIFRAC</u>			
Fricc. Tiros	934 psi		
NWB Friction	121 psi		
Tiros Efect.	6 jets		
Vol Minifrac	120 bbl		
			<b>Grad. Fract.</b> 0.770 psi/ft
			Función G: Normal leakoff.
			Efic. Tiros: 8%
			Efic. Fluido: 54.0%
<u>MATCH DE PRESIONES</u>			
K formacion:	0.6		Closure Grad.: 0.66
P.Neta Estim:	2532		P.Reservorio: 1100
Surf Closure P:	870		Grad.Reserv= 0.29
Efic. Fluido:	54.0%		
<u>DATOS DEL TRATAMIENTO</u>			
Inicial	218 psi		0.0 bpm
Final	3964 psi	@	18.0 bpm
Parada	2045 psi		
Promedio	3901 psi	@	18.0 bpm
Minima	3543 psi	@	18.0 bpm
Máxima	5010 psi	@	18.0 bpm
10 minutos	1655 psi		
Declinac.	67%		
Press 3 hrs	214 psi		
			<b>Grad. Fract.</b> 0.97 psi/ft
			<b>Potencia</b> 1722 HHP

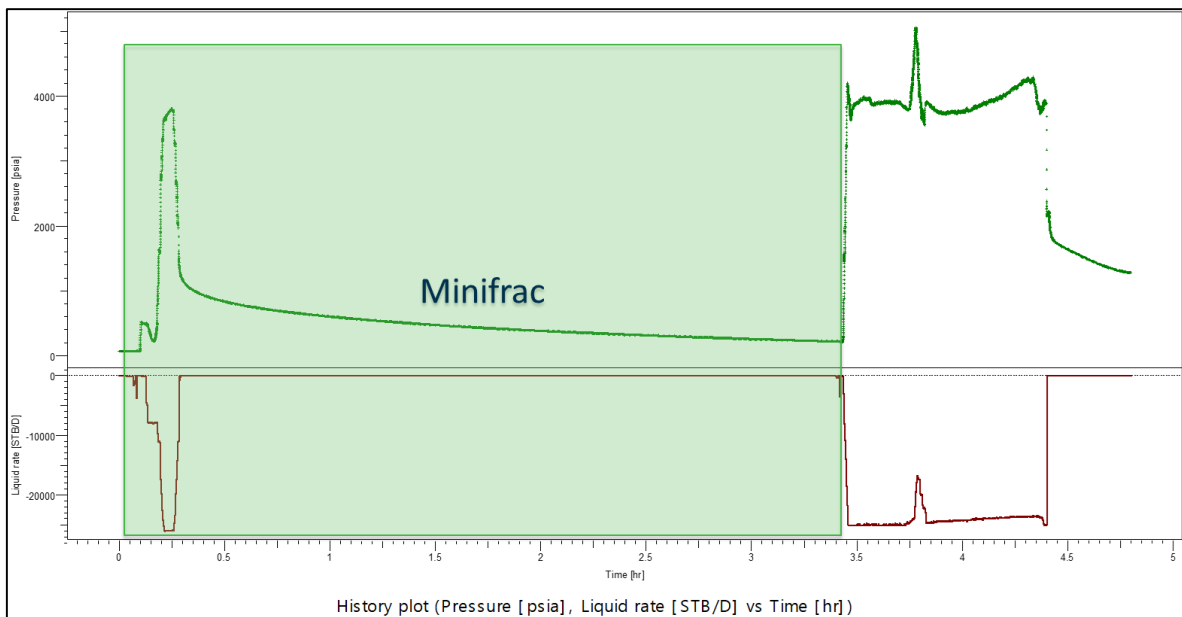
➤ **Análisis Minifrac**

Después de revisar analizar el reporte de fractura se procede a cagar los datos sin procesar (raw data) en el Saphir, para realizar el control de calidad (QA/QC) con el fin de verificación de la confiabilidad de la data, sincronizar los caudales/presiones y luego eliminar los puntos de presión que generan ruido con el fin de tener un análisis consistente como se muestra en la **Figura 30**. Luego si las presiones registradas son en superficie se convierten a fondo para poder empezar la interpretación



**Figura 30**

*Grafica de historial de presión y caudal de presión de inyección*

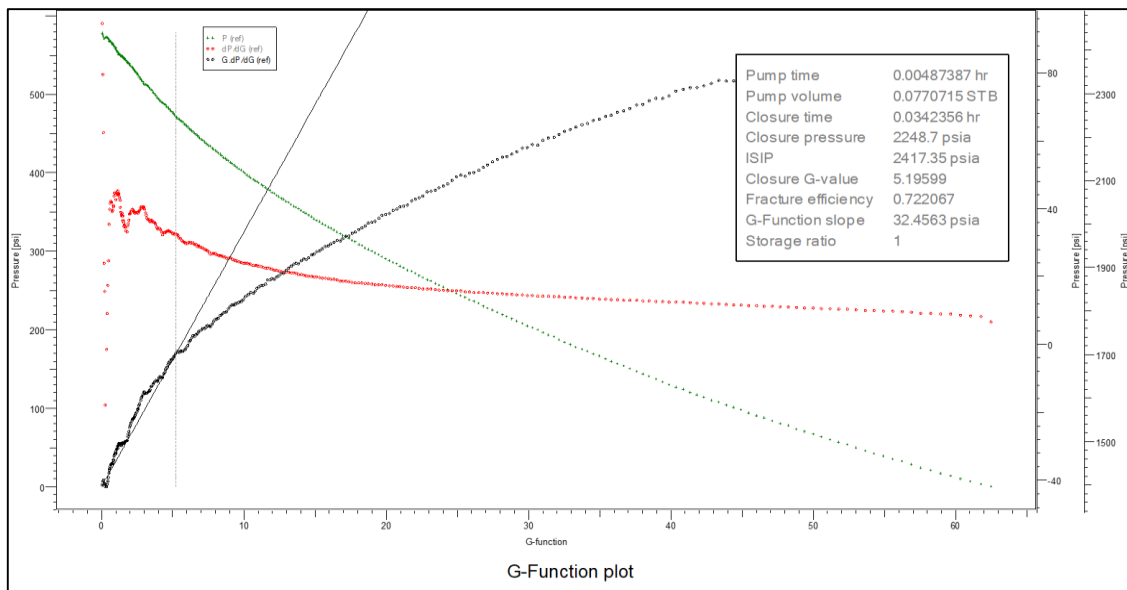


➤ **Análisis Minifrac – Análisis Antes del Cierre (BCA)**

Después de convertir las presiones a condiciones de fondo en caso lo necesite, se procede a realizar la interpretación, en el gráfico de la función G se traza una línea recta desde el origen de coordenadas hasta la intersección de la curva con  $G \frac{dp}{dG}$  como se muestra en la **Figura 31** para identificar el comportamiento del leakoff, presión de cierre, tiempo de cierre, ISIP, eficiencia de fractura y la permeabilidad de la formación (Barree). Los resultados del BCA se pueden apreciar en la **Tabla 6**.

**Figura 31**

*Grafica de la función G, LO6-37D, Rio Bravo*



**Tabla 6**

*Resultados del BCA, LO6-37D, Rio Bravo*

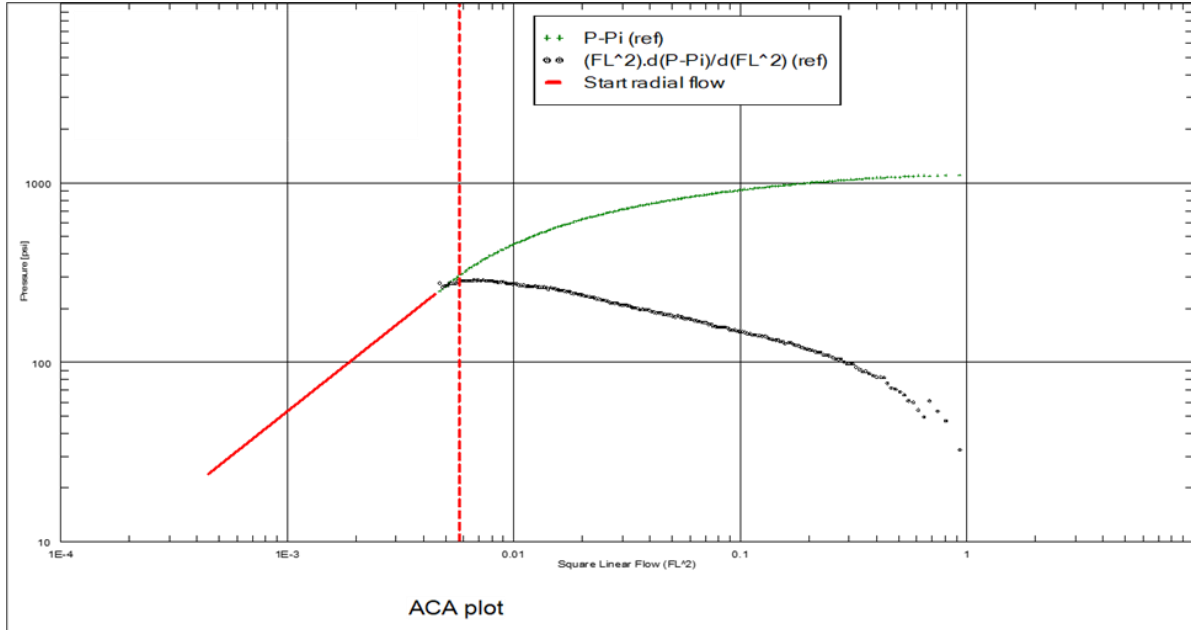
Parámetros	Unidades	Resultados
Presión de Cierre	psia	2248
Tiempo de Cierre	hr	0.034
ISIP	psia	2417
Eficiencia de Fractura	%	72.207
Tipo de Leakoff	-	PDL
K Barree	mD	0.117

➤ **Análisis Minifrac – Análisis Después del Cierre (BCA)**

Analizando el gráfico ACA, se detecta el régimen de flujo pseudo-radial; pendiente unitaria tanto en la diferencia de presión como en las curvas derivadas semilogarítmicas; como se muestra en la **Figura 32**. Una vez identificado el pseudo-lineal podemos identificar la presión del reservorio, mientras en el flujo pseudo-radial se identifica la permeabilidad de la formación. Los resultados del análisis se muestran en la **Tabla 7**.

**Figura 32**

*Gráfico ACA, LO6-37D, Rio Bravo*



**Tabla 7**

*Resultados del ACA, LO6-37D, Rio Bravo*

Parámetros	Unidades	Resultados
Inicio del Flujo Radial	hr	2.56
Presión de Reservorio	psia	1146.76
Gradiente de Reservorio	psia/ft	0.30
Permeabilidad	mD	0.06

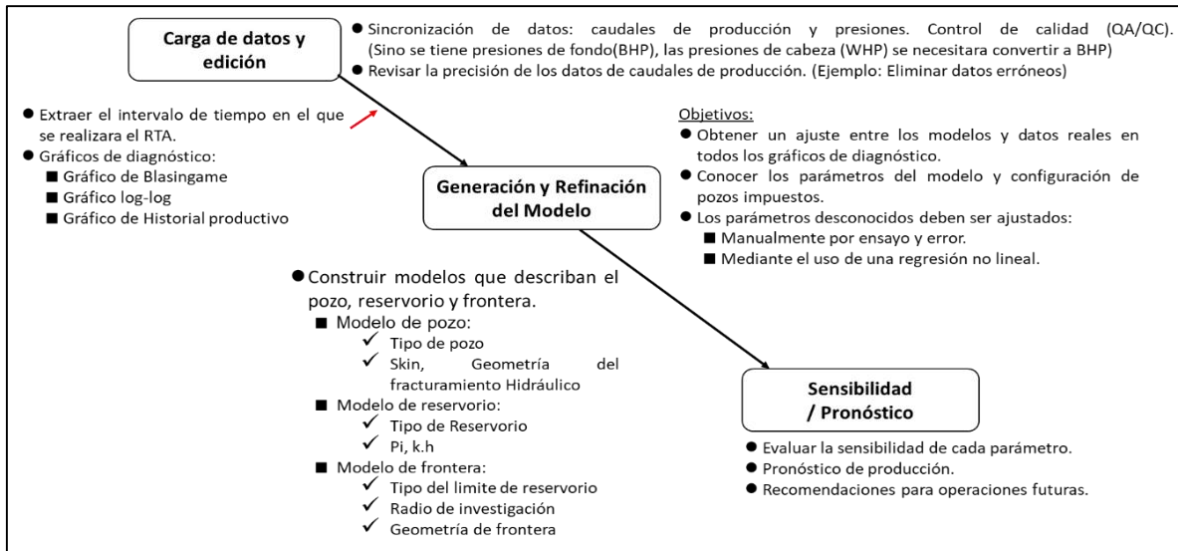
### 3.3.2 Análisis de Caudal Transitorio (RTA)

#### 3.3.2.1 Flujo de Trabajo Para el RTA

La **Figura 33** muestra el flujo de trabajo para el análisis de caudal transitorio.

**Figura 33**

*Flujo de trabajo para el RTA*



**3.3.2.2 Criterio de Selección de Candidatos Para RTA**

Los criterios de selección de los posibles candidatos para el análisis de caudal transitorio son los siguientes:

- Estado de producción del pozo: fluyente.
- Producción de una sola formación.
- Datos disponibles de mediciones caudales de producción (petróleo, agua y gas) y presiones (cabeza o fondo).
- Estado del pozo y condiciones operativas (historial productivo y esquema del pozo).

**3.3.2.3 LO7-20R, Formación Mogollón**

➤ **Historial Productivo, LO7-20R**

El pozo LO7-20R pertenece al campo Lobitos, el cual fue completado (baleo – frac) el 19 de mayo de 1985 en el intervalo 1902-2177 ft MD (Formación Terebrátula), alcanzando una producción de 81 BPD x 127 MPCD x 2 BAP, para después en julio de 1985 ponerlo en producción a través de una instalación convencional de gas lift.

En diciembre de 1995, se decide realizar un squeeze en el intervalo productor para después profundizar el pozo (Re-entry) hasta llegar a la formación Mogollón.

En enero de 1996 se balea y fractura los intervalos 6252-6402/6410-6466 ft MD (Formación Mogollón), alcanzando una producción de 955 BPD x 634 MPCD x 8 BAP en condiciones fluyentes.

En octubre de 1998 se bajó una instalación concéntrica de gas lift, alcanzando una producción de 29 BPD x 66 MPCD x 4 BAP.

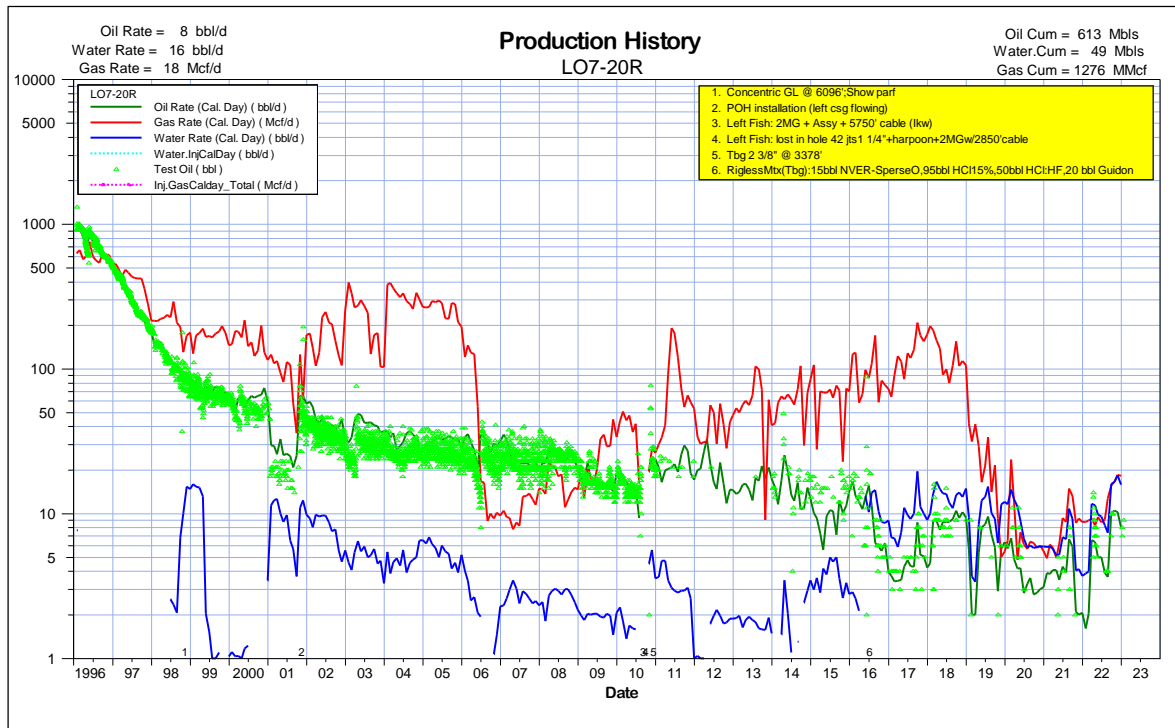
En octubre del 2001 se retira la instalación concéntrica de gas lift y se deja sin instalación produciendo a través del casing de manera fluyente, alcanzando una producción de 25 BPD x 36 MPCD x 4 BAP.

En noviembre del 2010 se decide bajar una tubería de 2 3/8" @ 3378 ft MD y produciendo manera fluyente, alcanzando una producción de 27 BPD x 66 MPCD x 3 BAP.

En junio del 2016 se realiza una acidificación rigless a través de la tubería de 2 3/8" teniendo una producción de 13 BPD x 98 MPCD x 13 BAP. La **Figura 34** muestra el historial productivo del pozo LO7-20R.

**Figura 34**

*Historial de producción, pozo LO7-20R, Campo Lobitos*



La **Tabla 8** muestra el resumen de las propiedades petrofísicas del intervalo abierto en la formación Mogollón.

**Tabla 8**

*Propiedades petrofísicas, LO7-20R, Mogollón*

Well	Zone Name	Type	Top ft	Bottom ft	Gross ft	Net Pay ft	N/G	Av Phi dec	Av Sw dec	Av k mD	Phi*H ft	PhiSo*H ft	k*H mD.ft
LO7-20R	Mogollon	MD	6252	6402	150	73	0.524						
LO7-20R	Mogollon	TVD	4747	4869	122	64	0.524	0.070	0.571	0.138	4.463	1.915	8.798
LO7-20R	Mogollon	MD	6410	6466	56	20	0.387						
LO7-20R	Mogollon	TVD	4875	4920	45	18	0.387	0.079	0.542	0.283	1.389	0.636	4.977

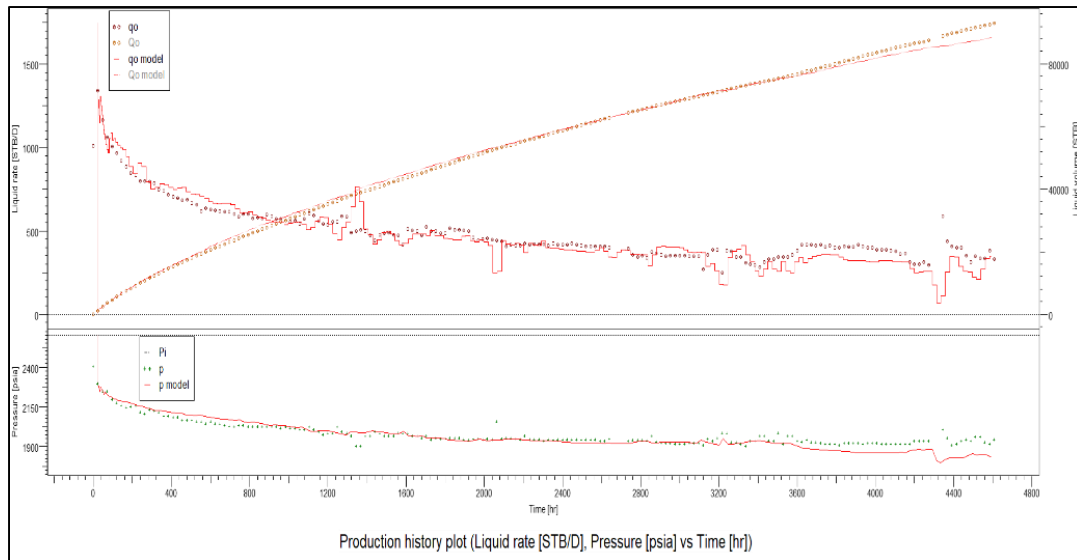
➤ **Ajuste del Historial Producción**

Según el historial del pozo estuvo produciendo en condiciones fluyentes durante aproximadamente 30 meses en los cuales se monitorearon los caudales de producción y la presión en la cabeza del pozo; sin embargo, no todos los datos son diarios. Las mediciones de la presión en cabeza de pozo se convirtieron a la condición de fondo de pozo mediante una correlación de flujo de tubería (modelo de flujo de fluido de Hagerdon & Brown).

Se construyó un modelo de reservorio que consiste en un pozo vertical con doble porosidad en la formación Mogollón, este modelo ajusta con el caudal de petróleo derivado de las mediciones de presión fluente de pozo como se puede ver en la **Figura 35**.

**Figura 35**

*Ajuste del Historial de Producción, LO7-20R, Mogollón*



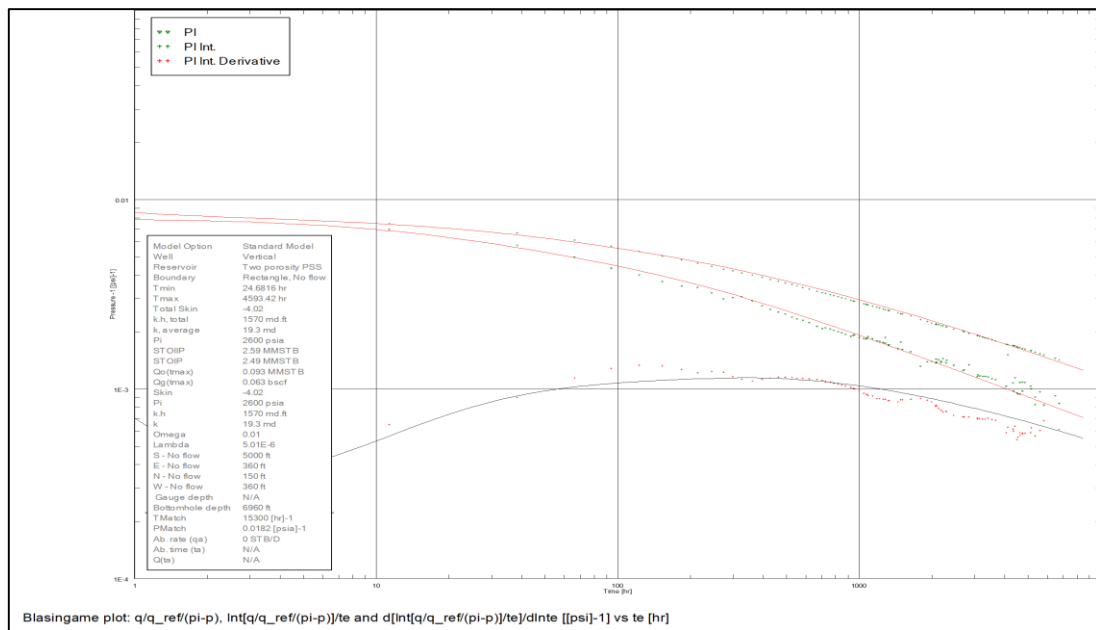
➤ **Gráfico de Diagnóstico de Blasingame**

Este gráfico nos muestra un ajuste razonable para la presión normalizada en función del caudal de producción. El historial de producción durante los 30 meses nos permite evaluar el flujo dominado por fronteras, obteniendo los siguientes resultados:

- Ajuste de Modelo:  $\omega = 0.01$ ,  $\lambda = 5.01E-06$  (Doble Porosidad PSS), pozo vertical
- Modelo de ajuste de Reservorio:  $k = 19.3$  mD, daño de formación:  $-4.02$ ,
- Modelo limitado rectangular con sistemas de micro-fracturas naturales detectadas en el periodo de producción temprano.

**Figura 36**

*Gráfico de diagnóstico de Blasingame, LO7-20R, Mogollón*



➤ **Gráfico Log-Log**

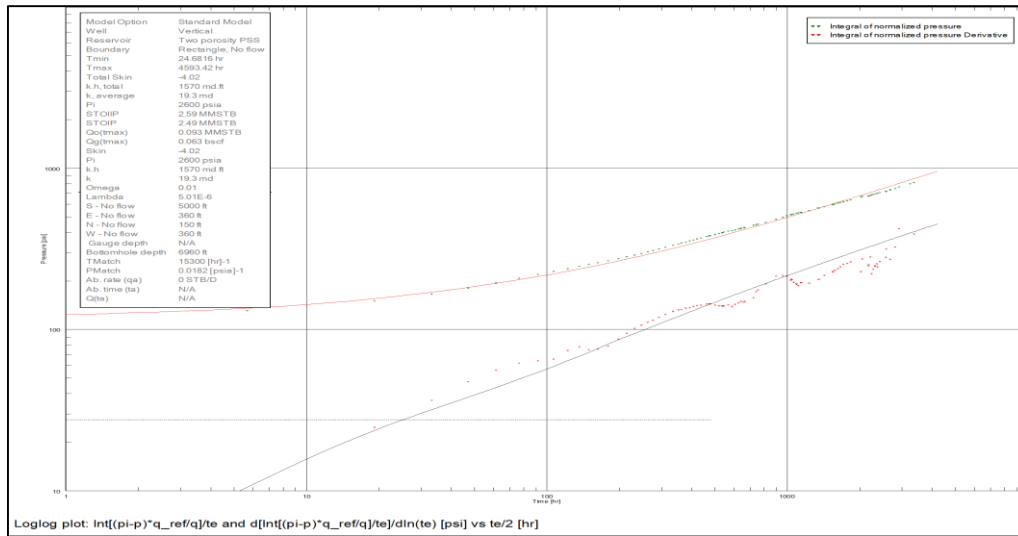
La gráfica de Log-Log, como contraparte de la gráfica de Blasingame, también muestra buen ajusté para el caudal normalizado en función de la presión.

- Pozo vertical, doble porosidad (PSS)
- Modelo de frontera rectangular,  $P_i = 2600$  psia,  $k = 19.3$  mD,  $\omega = 0.01$ ,  $\lambda = 5.01E-06$ , OOIP = 2.49 MMSTB



**Figura 37**

*Gráfico Log-Log, LO7-20R, Mogollón*



➤ **Curvas Tipo de Blasingame y Fetkovich**

El análisis de la curva de tipo (**Figura 38**) se realizó de forma independiente con los métodos RTA basados en el modelo anterior.

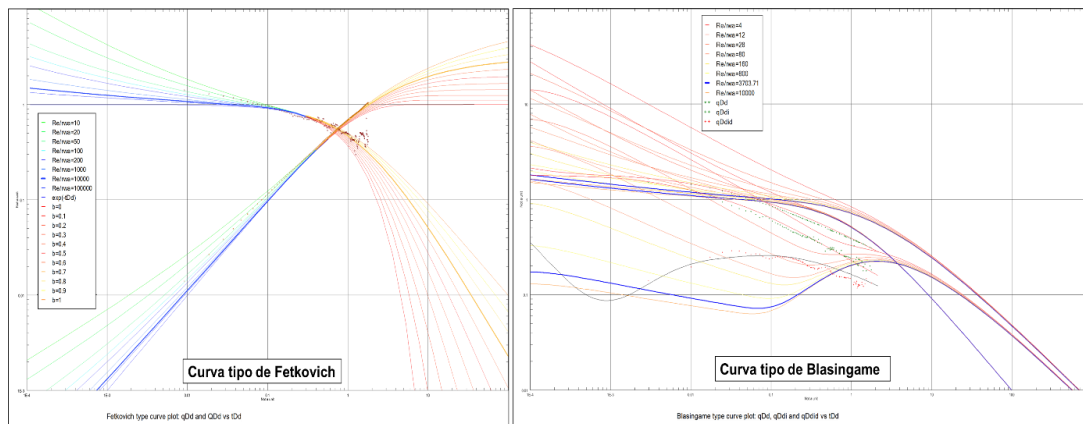
Los parámetros de flujo dominados por frontera Di y b se obtuvieron de la curva de tipo log-log Fetkovich:

$$D_i = 28\% \text{ mensual, } b = 0.7$$

La curva tipo Blasingame ajustada nos da el área de drenaje igual a 84 acres. Adicionalmente nos permite calcula el OOIP igual a 2.49 MMSTB.

**Figura 38**

*Curvas tipo de Blasingame y Fetkovich, LO7-20R, Mogollón*



### 3.3.3 Integración del Análisis Mini FallOff y Análisis de Caudal Transitorio (RTA)

#### 3.3.3.1 Z-X17, formación Lower Mogollón

##### ➤ Historial Productivo, Z-X17

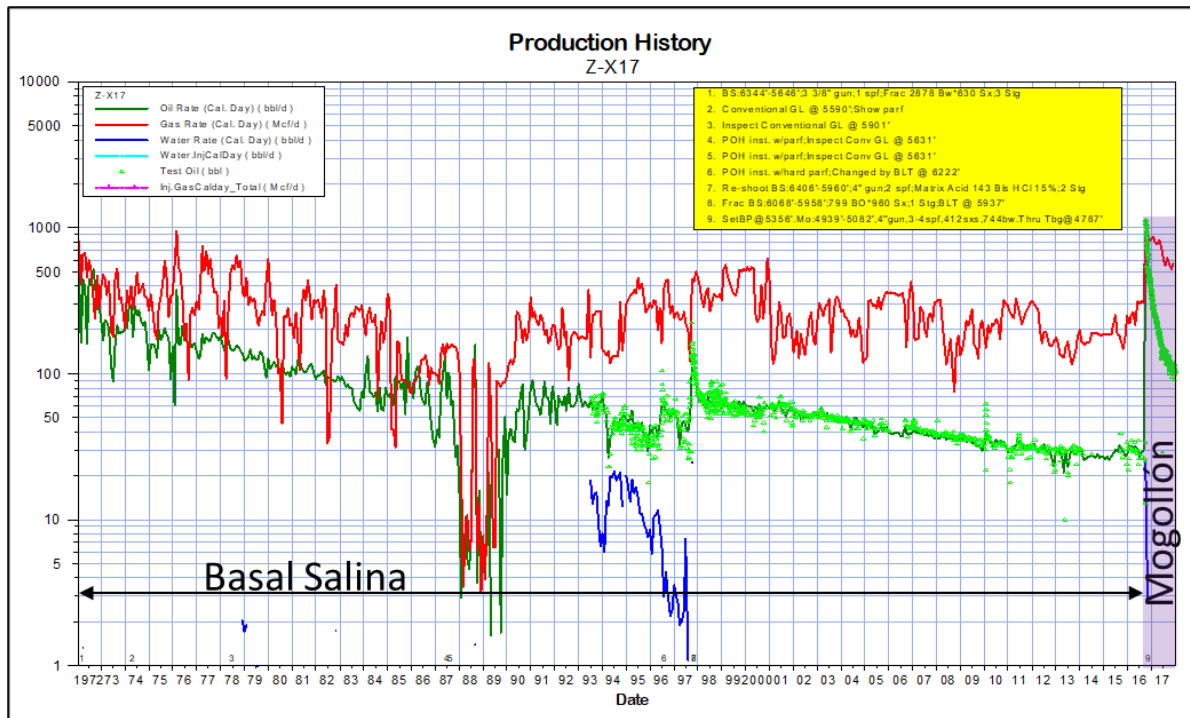
El pozo Z-X17 pertenece al campo Peña Negra, el cual fue completado el 4 de febrero de 1972 en el intervalo 5646-6344 ft MD (Formación Basal Salina), alcanzando una producción de 478 BPD x 798 MPCD x 0 BAP en condiciones fluyentes.

En marzo de 1974 se bajó una instalación convencional de gas lift produciendo de 290 BPD x 290 MPCD x 0 BAP.

El 26 de septiembre de 1997 se re-baleo la formación Basal Salina en el intervalo 5960-6406 ft MD, además se realizó una acidificación matricial y para al final realizar un fracturamiento hidráulico (5958-6068 ft MD) llegando a producir 45 BPD x 262 MPCD x 3 BAP. En octubre de 2016 se bajó tapón @ 5356 ft MD, luego se baleó y fracturo el intervalo 4939-5082 ft MD (Formación Lower Mogollón), para después ponerlo en producción a través de una tubería en condiciones fluyentes, alcanzando una producción de 667 BPD x 937 MPCD x 25 BAP. La **Figura 39** muestra el historial productivo del pozo Z-X17.

**Figura 39**

*Historial de producción, pozo Z-X17, Campo Peña Negra*



La **Tabla 9** muestra el resumen de las propiedades petrofísicas del intervalo perteneciente a Lower Mogollón.

**Tabla 9**

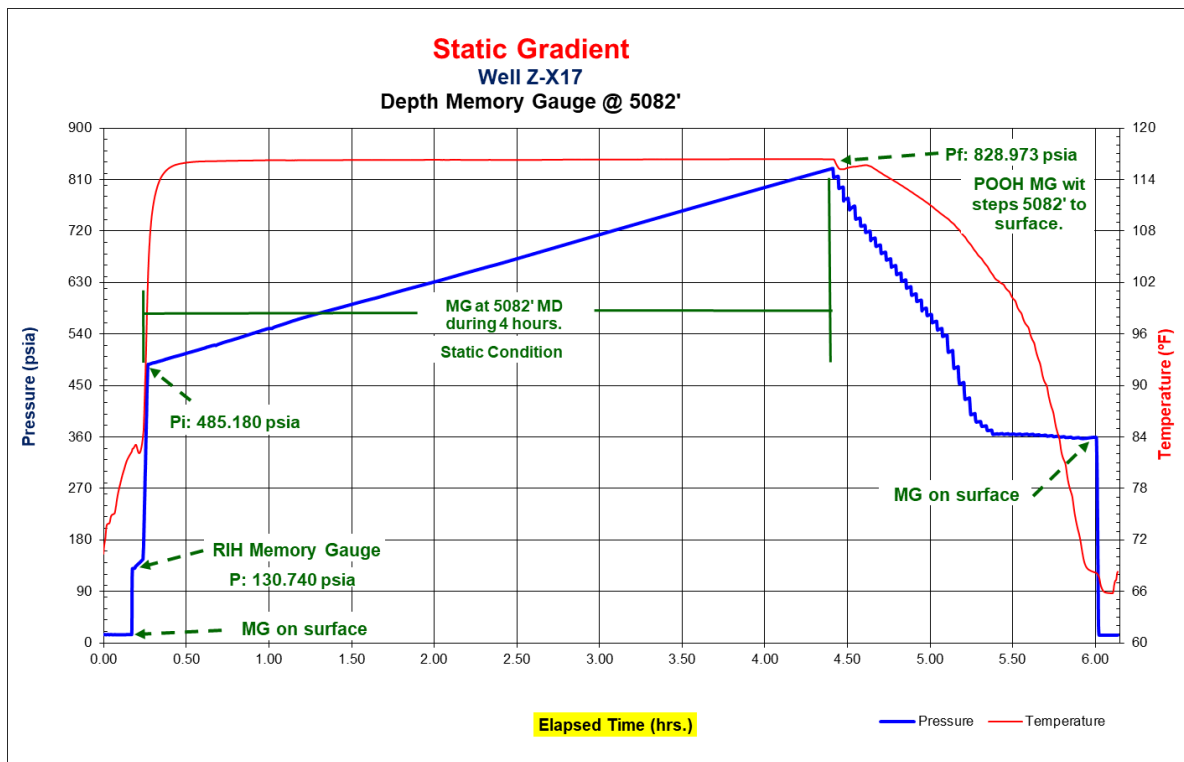
*Propiedades petrofísicas, Z-X17, Lower Mogollón*

Well	Zone Name	Type	Top ft	Bottom ft	Gross ft	Net Pay ft	N/G	Av Phi dec	Av Sw dec	Av k mD	Phi*H ft	PhiSo*H ft	k*H mD.ft
Z-X17	Lower Mogollón	MD	4939	5082	143								
Z-X17	Lower Mogollón	TVD	4939	5082	143	81	0.566	0.058	0.649	0.059	4.658	1.637	4.802

El 10 de octubre del 2016 se baleó el intervalo 4939-5082 ft MD (Formación Lower Mogollón); inmediatamente se toma una gradiente estática durante 4 horas, como se muestra en la **Figura 40** la presión aún no está estabilizada, debido a que la presión sigue creciendo esto es un indicativo que el reservorio es muy apretado (baja permeabilidad). Además, el resultado de esta toma de presión nos da una gradiente de 0.16 psi/ft (**Tabla 10**).

**Figura 40**

*Gradiente Estática, Z-X17, Lower Mogollón*



**Tabla 10**

*Resultados de la gradiente estática, Z-X17, Lower Mogollón*

	Measured Depth (ft)	Gradient (psi/ft)
Gas	0	0.014
Oil	3452	0.261
Water	5050	0.461
Memory gauge	5082	0.163

➤ **Análisis de Reporte de Fractura**

Después de obtener la gradiente estática, se procede a realizar el fracturamiento hidráulico. Antes de llevar a cabo el fracturamiento, se realiza un análisis de minifrac para determinar los parámetros de fractura. Estos parámetros son importantes a nivel operativo y también brindan información valiosa sobre el reservorio. Entre los parámetros obtenidos en el informe de fractura se destacan el gradiente de fractura y el porcentaje de caída de presión

después de 10 minutos de cierre en el minifrac ( $t_{10}$ ). Estos datos permiten comprender de manera más precisa el comportamiento del reservorio.

Los valores de  $t_{10}$  pueden interpretarse de la siguiente manera:

**A. Presión del reservorio en condiciones originales:**

- Los valores altos de  $t_{10}$  indican una zona con buena permeabilidad, lo que implica que la propagación de la presión a través del reservorio es rápida. Según la experiencia, se espera que valores superiores al 40% indiquen un reservorio con buena permeabilidad.
- Los valores bajos de  $t_{10}$  indican una zona de baja permeabilidad, lo que implica que la propagación de la presión a través del reservorio es lenta.

**B. Presión del reservorio baja (depletado):**

- Cuando se tiene un reservorio depletado, es común observar que los valores de  $t_{10}$  tiendan a ser altos, superando el 40% de declinación. Sin embargo, es importante tener en cuenta que estos valores altos pueden enmascarar la verdadera permeabilidad del reservorio

Por lo tanto, se recomienda realizar una revisión adicional de la gradiente de fractura, que está compuesta por la presión de reservorio y la dureza de la formación. Es necesario asegurarse de que la gradiente de fractura se encuentre dentro del rango de la gradiente de fractura original, correspondiente a la presión original del reservorio. Esto permitirá obtener una mejor comprensión de la permeabilidad real del reservorio depletado.

En la **Figura 41** se puede apreciar el reporte de fractura del pozo Z-X17, donde el valor del porcentaje de caída de presión en el minifrac es de 36% lo que estamos leyendo en este porcentaje es solo permeabilidad ya que la gradiente de fractura obtenida es de 0.85 psi/ft (gradiente de fractura promedio de la formación).

**Figura 41**

*Reporte de Fractura, Z-X17, Lower Mogollón*

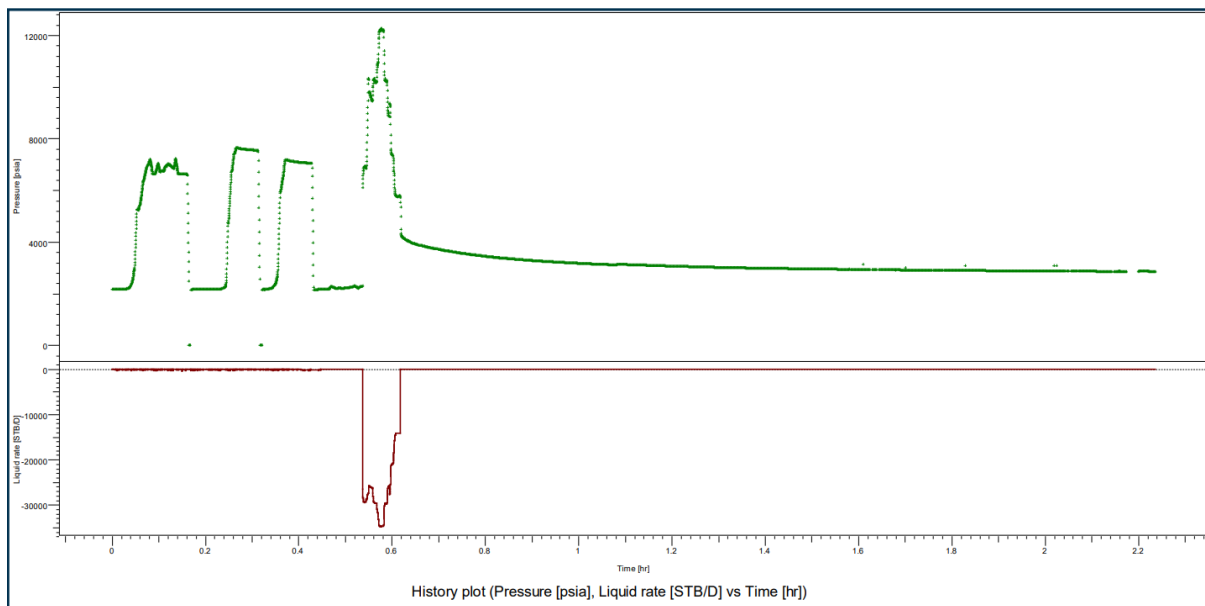
<b>Apertura</b>		80 psi		
<b>Ruptura</b>	4067 psi	@	10.0 bpm	
<b>Pre-stdg</b>	2478 psi	@	13.0 bpm	
<b>ISIP</b>	2041 psi			
<b>10 Minutos</b>	1312 psi			
<b>Declinac.</b>	36%			
<b>DATOS DEL MINIFRAC</b>				
<b>Fricc. Tiros</b>	109 psi			
<b>NWB Friction</b>	169 psi			
<b>Tiros Efect.</b>	11 jets			
<b>Vol Minifrac</b>	112 bbl			
<b>ANÁLISIS DE MINIFRAC</b>				
<b>Grad. Fract.</b>	0.85 psi/ft			
<b>Función G:</b>	Normal Leakoff			
<b>Efic. Tiros:</b>	18%			
<b>Efic. Fluido:</b>	49.0%			
<b>MACHT DE PRESIONES</b>				
<b>K formacion:</b>	1.5			
<b>P.Neta Estim:</b>	895			
<b>BH Closure:</b>	3610			
<b>Closure Grad.:</b>	0.74			
<b>P.Reservorio:</b>	830			
<b>Grad.Reserv=</b>	0.17			
<b>DATOS DEL TRATAMIENTO</b>				
<b>Inicial</b>	669 psi		18.0 bpm	
<b>Final</b>	3676 psi	@	23.0 bpm	
<b>Parada</b>	2310 psi			
<b>Promedio</b>	3580 psi	@	23.0 bpm	
<b>Mínima</b>	3512 psi	@	23.0 bpm	
<b>Máxima</b>	3754 psi	@	23.0 bpm	
<b>10 minutos</b>	2022 psi			
<b>Declinac.</b>	12%			
				<b>Grad. Fract.</b> 0.90 psi/ft
				<b>Potencia</b> 2019 HHP

➤ **Análisis Minifrac**

Después de revisar analizar el reporte de fractura se procede a cargar los datos sin procesar (raw data) en el saphir, para realizar el control de calidad (QA/QC) con el fin de verificación de la confiabilidad de la data, sincronizar los caudales/presiones y luego eliminar los puntos de presión que generan ruido con el fin de tener un análisis consistente como se muestra en la **Figura 42**.Luego si las presiones registradas son en superficie se convierten a fondo para poder empezar la interpretación (**Figura 43**).

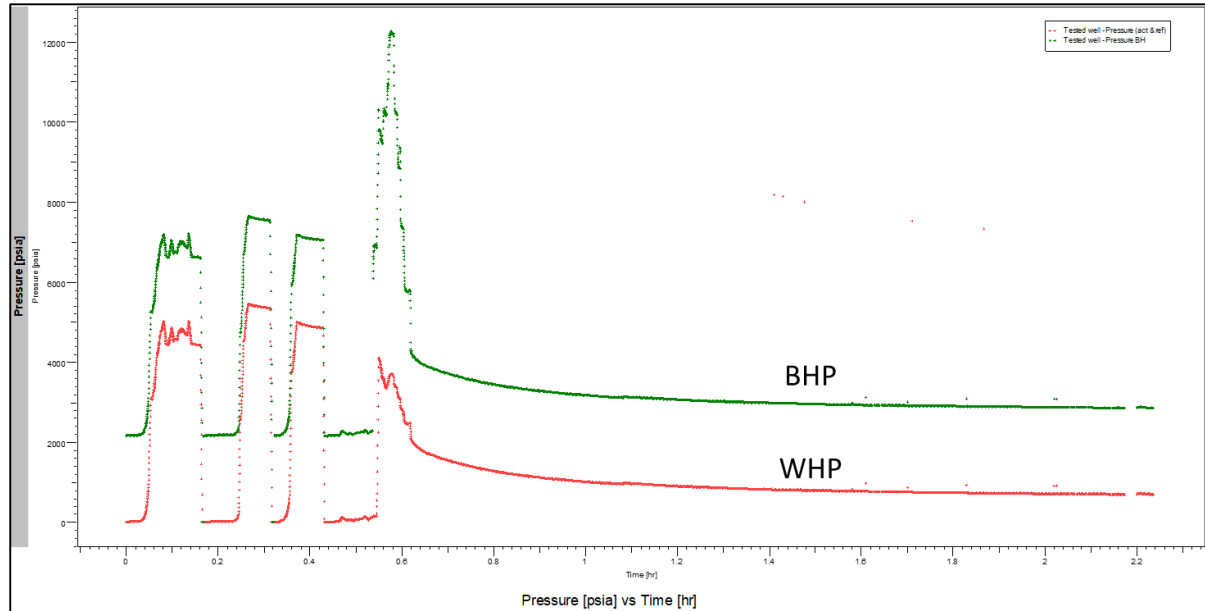
**Figura 42**

*Grafica de historial de presión y caudal de presión de inyección*



**Figura 43**

*Grafica de historial de presión: WHP & BHP*



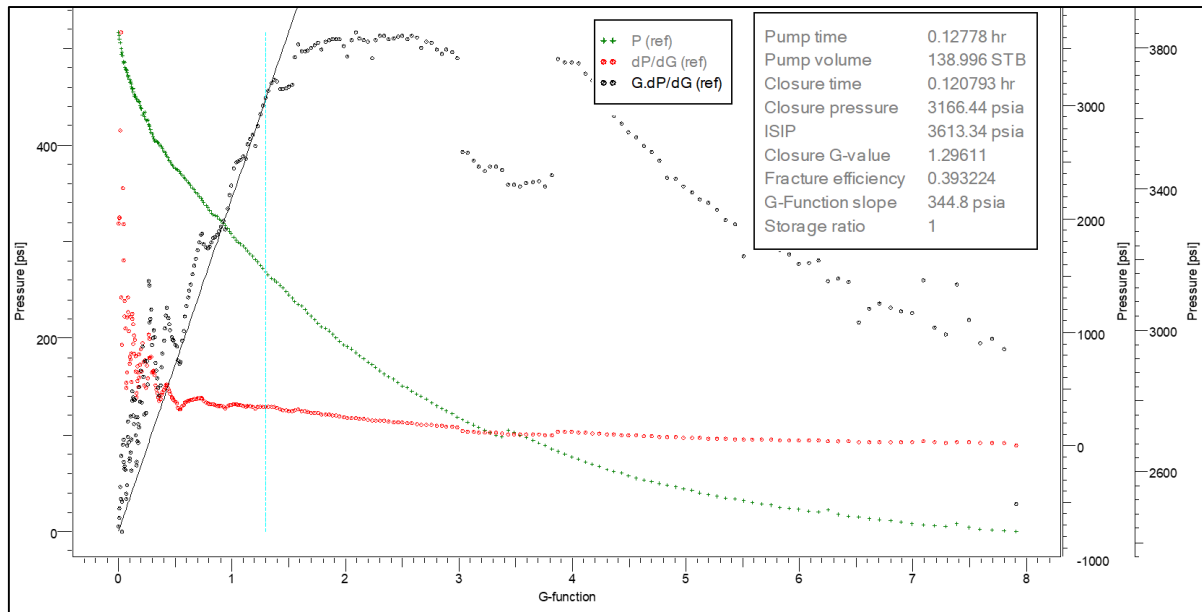
➤ **Análisis Minifrac – Análisis Antes del Cierre (BCA)**

Después de convertir las presiones a condiciones de fondo en caso lo necesite, se procede a realizar la interpretación, en el gráfico de la función G se traza una línea recta desde el origen de coordenadas hasta la intersección de la curva con  $G \frac{dp}{dG}$  como se muestra en la **Figura**

44 para identificar el comportamiento del leakoff, presión de cierre, tiempo de cierre, ISIP, eficiencia de fractura y la permeabilidad de la formación (Barree). Los resultados del análisis se muestran en la **Tabla 11**.

**Figura 44**

*Grafica de la función G, Z-X17, Lower Mogollón*



**Tabla 11**

*Resultados del BCA, Z-X17, Lower Mogollón*

Parámetros	Unidades	Resultados
Presión de Cierre	psia	3166
Tiempo de Cierre	hr	0.121
ISIP	psia	3613
Eficiencia de Fractura	%	39.322
Tipo de Leakoff	-	PDL
K Barree	mD	6.7

➤ **Análisis Minifrac – Análisis Después del Cierre (BCA)**

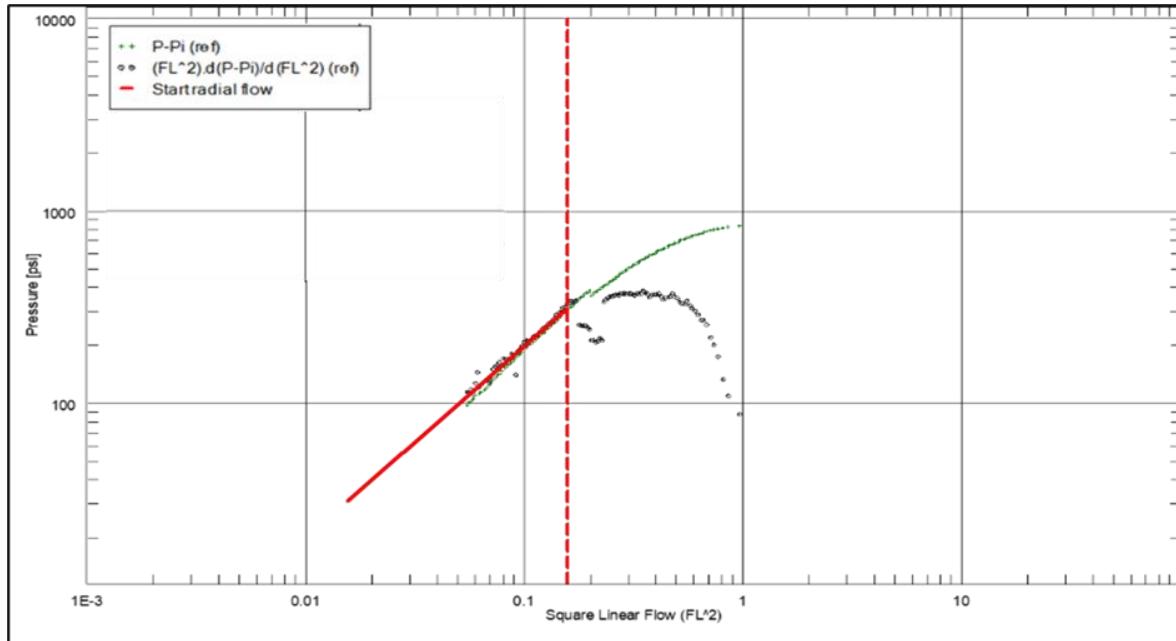
Analizando el gráfico ACA, se detecta el régimen de flujo pseudo-radial; pendiente unitaria tanto en la diferencia de presión como en las curvas derivadas semilogarítmicas; como se muestra en la **Figura 45**. Una vez identificado el pseudo-lineal podemos identificar la



presión del reservorio, mientras en el flujo pseudo-radial se identifica la permeabilidad de la formación. Los resultados del BCA se pueden apreciar en la **Tabla 12**.

**Figura 45**

*Gráfico ACA, Z-X17, Lower Mogollón*



**Tabla 12**

*Resultados del ACA, Z-X17, Lower Mogollón*

Parámetros	Unidades	Resultados
Inicio del Flujo Radial	hr	0.73
Presión de Reservorio	psia	2332.15
Gradiente de Reservorio	psia/ft	0.47
Permeabilidad	mD	8.00

*Nota.* Elaboración propia.

➤ **Análisis de Caudal Transitorio (RTA).**

• **Ajuste del Historial Producción**

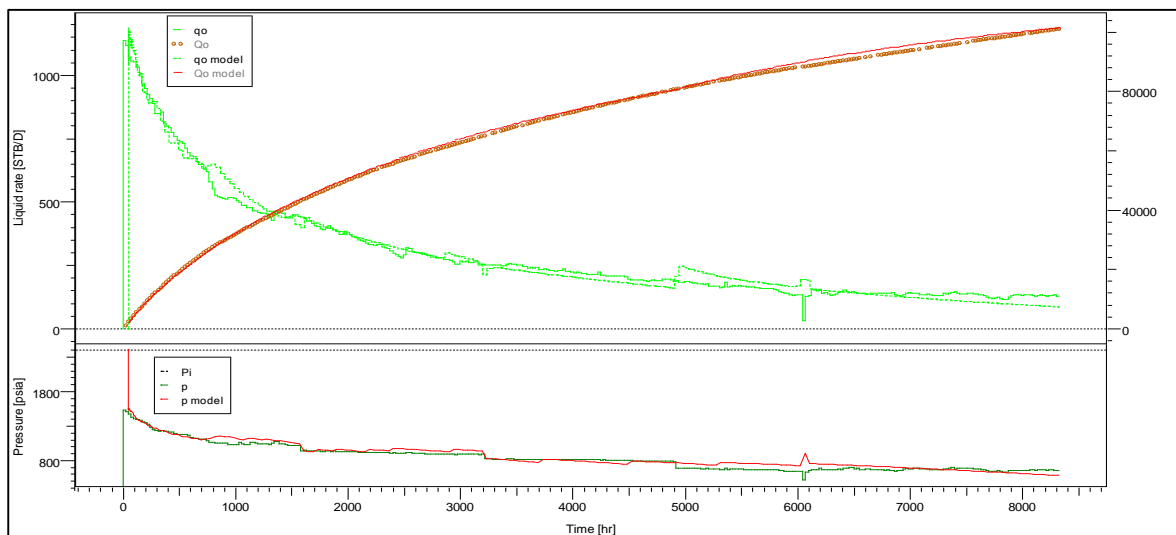
Según el historial del pozo estuvo produciendo en condiciones fluyentes durante aproximadamente 12 meses en los cuales se monitorearon los caudales de producción y la presión en la cabeza del pozo donde estos datos tienen una frecuencia de medición diaria. Las

mediciones de la presión en cabeza de pozo se convirtieron a la condición de fondo de pozo mediante una correlación de flujo de tubería (modelo de flujo de fluido de Hagerdon & Brown).

Se construyó un modelo de reservorio que consiste en una fractura hidráulica de alrededor de 105 pies de longitud en la formación Lower Mogollón ajusta con el caudal de petróleo derivado de las mediciones de presión fluyente de fondo como se puede ver en la **Figura 46**.

**Figura 46**

*Ajuste del Historial de Producción, Z-X17, Lower Mogollón*



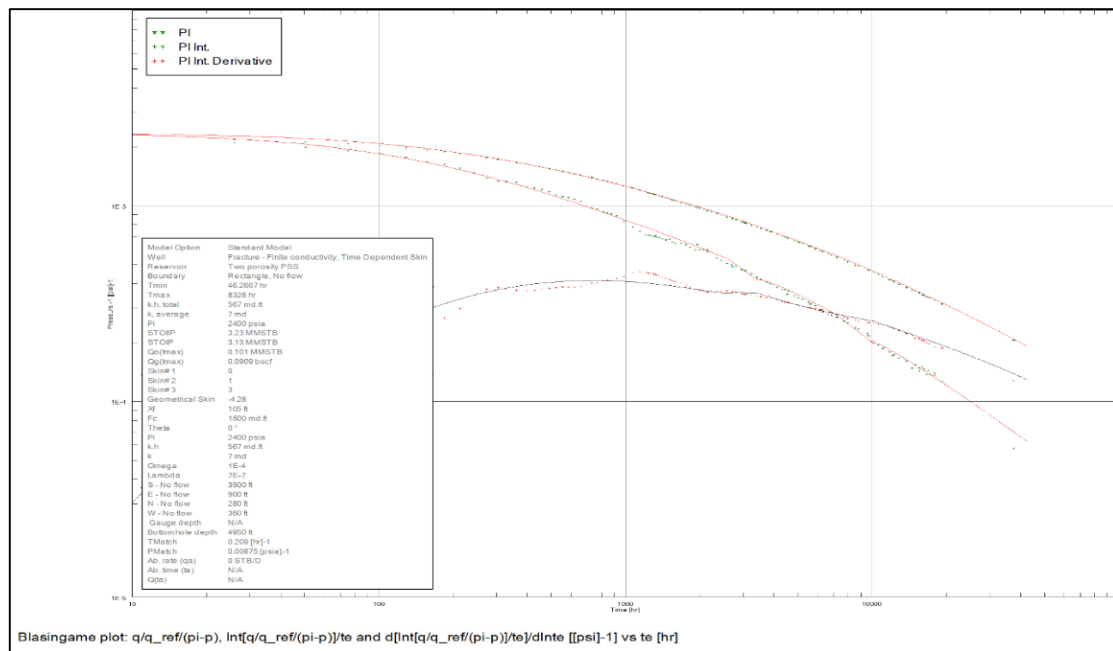
- **Gráfico de Diagnóstico de Blasingame**

Este gráfico nos muestra un ajuste razonable para la presión normalizada en función del caudal de producción. El historial de producción durante los 12 meses nos permite evaluar el flujo dominado por fronteras, obteniendo los siguientes resultados:

- Ajuste de Modelo:  $X_f = 105$  ft,  $F_c = 1500$  mD-ft (Hydraulic-fractured), pozo vertical
- Modelo de ajuste de Reservorio:  $k = 7$  mD,
- Modelo limitado rectangular con sistemas de micro-fracturas naturales detectadas en el periodo de producción temprana ( $\omega = 1E-4$ ,  $\lambda = 7E-7$ )

**Figura 47**

*Gráfico de diagnóstico de Blasingame, Z-X17, Lower Mogollón*

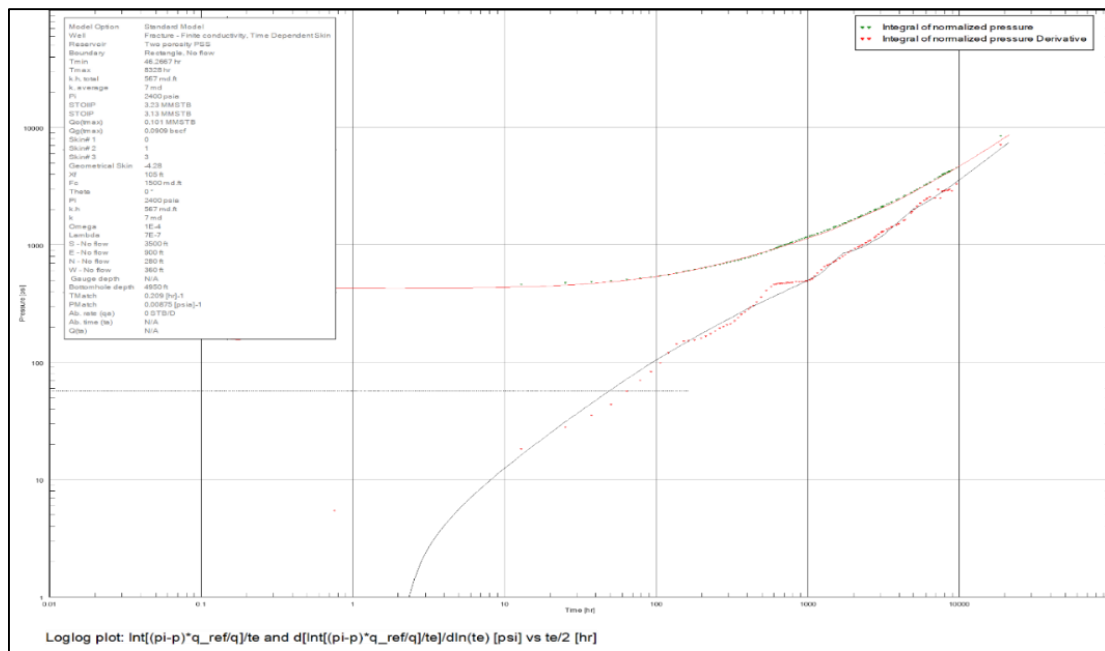


➤ **Gráfico Log-Log**

- La gráfica de Log-Log, como contraparte de la gráfica de Blasingame, también muestra buen ajusté para el caudal normalizado en función de la presión.
- Fractura con conductividad infinita:  $X_f = 105\text{ft}$ ,  $F_c = 1500\text{ mD-ft}$ ,  $k = 7\text{ mD}$
- Modelo de frontera rectangular,  $P_i = 2400\text{ psia}$ ,  $k = 7\text{ mD}$ ,  $\omega = 1E-4$ ,  $\lambda = 7E-7$ ,  $OOIP = 3.13\text{ MMSTB}$ .

**Figura 48**

*Gráfico Log-Log, Z-X17, Lower Mogollón*



➤ **Curvas Tipo de Blasingame y Fetkovich**

El análisis de la curva de tipo (**Figura 49**) se realizó de forma independiente con los métodos RTA basados en el modelo anterior.

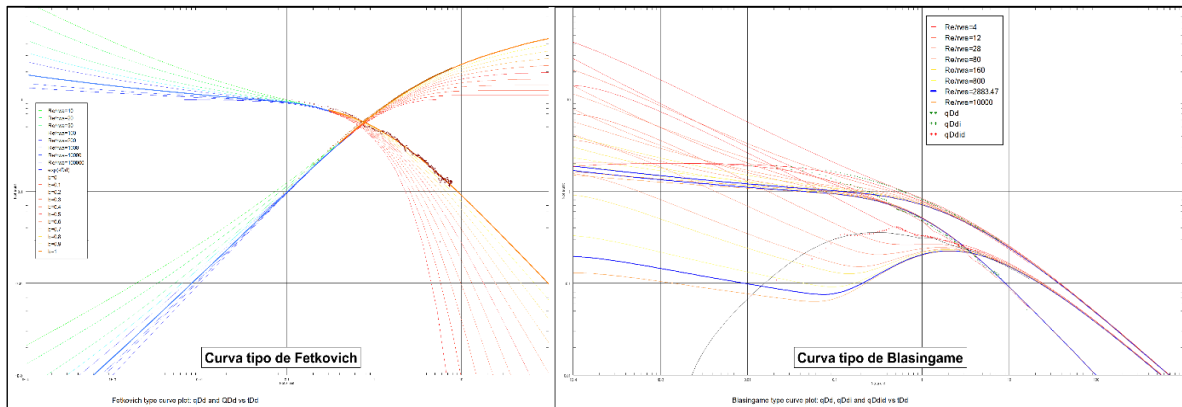
Los parámetros de flujo dominados por frontera Di y b se obtuvieron de la curva de tipo log-log Fetkovich:

$$D_i = 70\% \text{ mensual, } b = 1$$

La curva tipo Blasingame ajustada nos confirma que la  $k = 7 \text{ mD}$  y el Área de drenaje igual a 100 acres. Adicionalmente nos permite calcular el OOIP igual a 3.13 MMSTB.

**Figura 49**

*Curvas tipo de Blasingame y Fetkovich, Z-X17, Lower Mogollón*



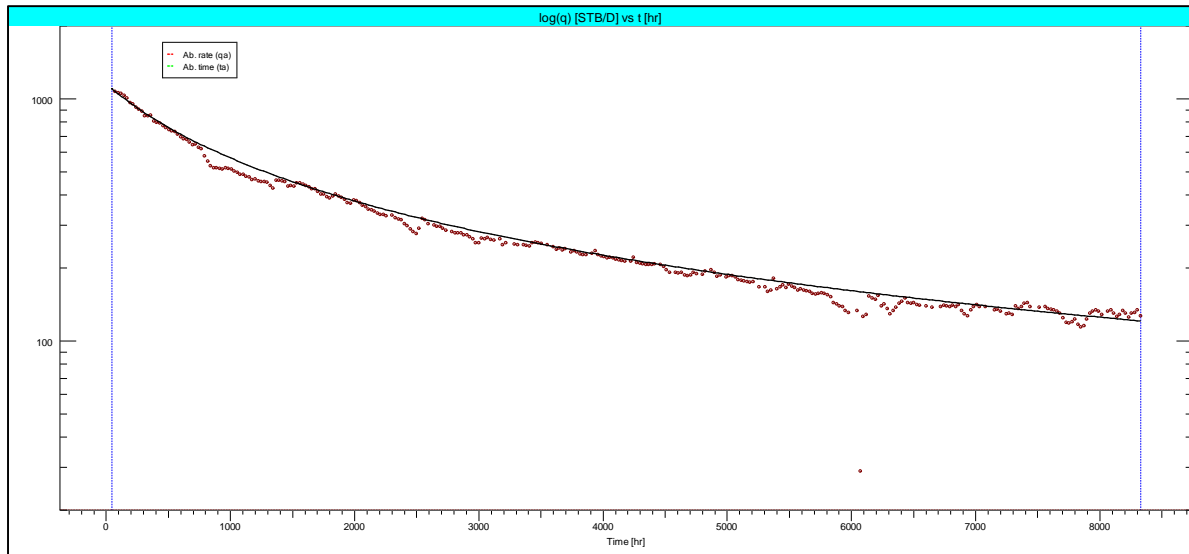
➤ **Pronóstico de Producción**

Al final, se construyó un pronóstico analítico de producción para estimar el EUR y el factor de recuperación del pozo. Se utilizó una curva de tipo Arps para predecir los caudales de petróleo en condiciones de flujo dominadas por fronteras. La presión de pozo se extrapoló y se convirtió a condiciones de fondo de pozo, Posteriormente, se generaron los caudales de producción utilizando el modelo actual “ajustado” (**Figura 50** y **Figura 51**).

Se estimó el EUR en 190 MSTB con un factor de recuperación de 6,1%. Este resultado es más realista que si solo se aplicaran las curvas de declinación de Arps, ya que se tiene un mayor control sobre la presión final de abandono y el punto en el cual la producción dejaría de fluir. Además, la curva de declinación hiperbólica de Arps puede llevar a la apariencia de una producción continua, incluso cuando la declinación es mínima, lo que podría acumular estimaciones excesivas de producción. Comparado con los resultados obtenidos del RTA, este enfoque proporciona una estimación más precisa y confiable.

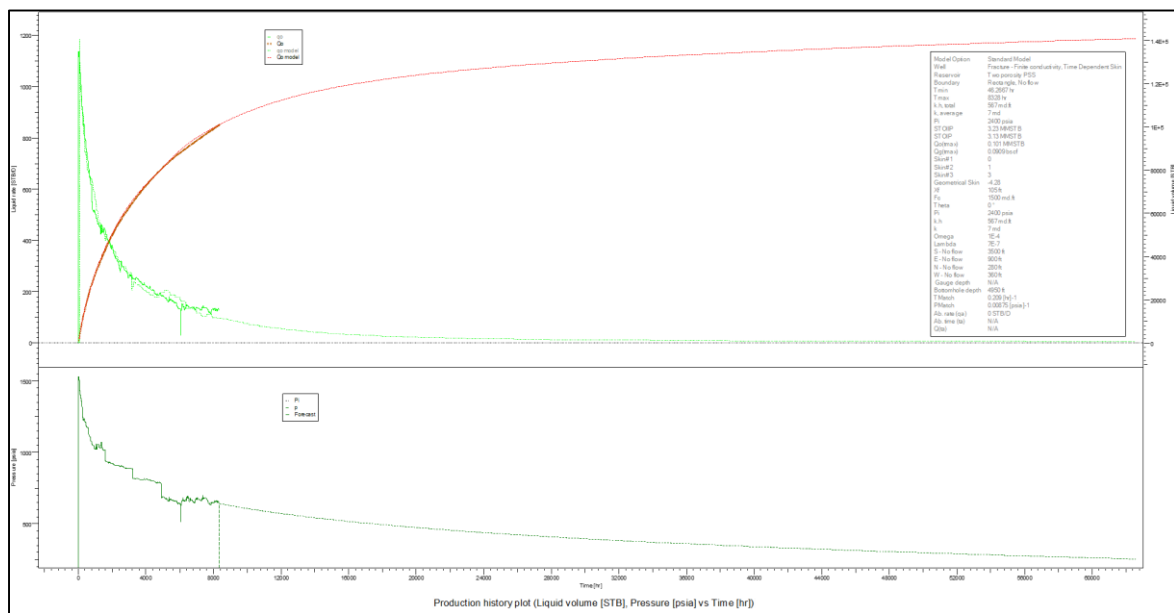
**Figura 50**

*Curvas tipo de Arps, Z-X17, Lower Mogollón*



**Figura 51**

*Pronóstico de producción, Z-X17, Lower Mogollón*



### 3.3.3.2 PN4-20X, Formación Mogollón

#### ➤ **Historial Productivo, PN4-20X**

El pozo PN4-20X pertenece al campo Peña Negra, el cual fue completado el 31 de octubre de 1986 en el intervalo 8650-8688 ft MD (Formación Basal Salina), alcanzando una producción de 326 BPD x 223 MPCD x 0 BAP en condiciones fluyentes.

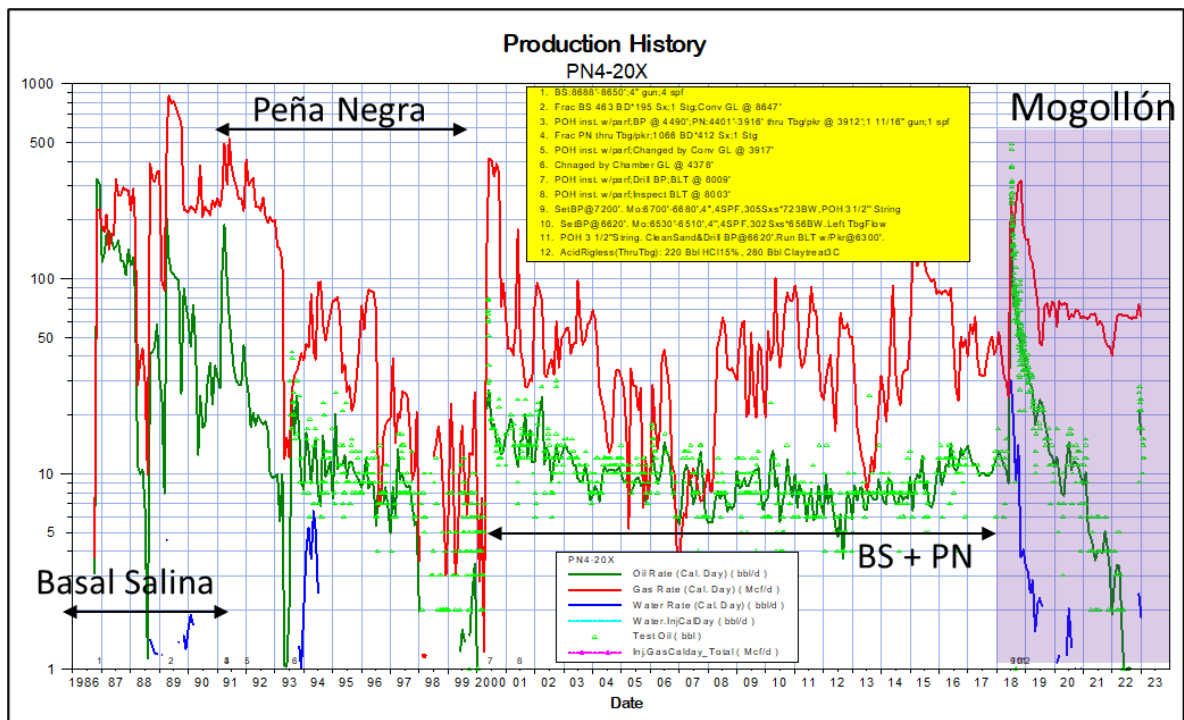
El 30 de abril de 1989 se fracturo y luego se bajó una instalación convencional de gas lift produciendo de 202 BPD x 575 MPCD x 5 BAP.

El 25 de abril de 1991 se bajó tapón @ 4490 ft MD, luego se baleó y fracturo el intervalo 3916-4401 ft MD (Formación Peña Negra), para después ponerlo en producción a través de una tubería en condiciones fluyentes, alcanzando una producción de 188 BPD x 493 MPCD x 0 BAP.

El 19 de mayo de 2000 se perforo el tapón fracturo y luego se bajó instalación BLT produciendo de 27 BPD x 414 MPCD x 0 BAP. La **Figura 52** muestra el historial productivo del pozo PN4-20X.

**Figura 52**

*Historial de producción, pozo PN4-20X, Campo Peña Negra*



La **Tabla 13** muestra el resumen de las propiedades petrofísicas del intervalo perteneciente a Mogollón.

**Tabla 13**

*Propiedades petrofísicas, PN4-20X, Mogollón*

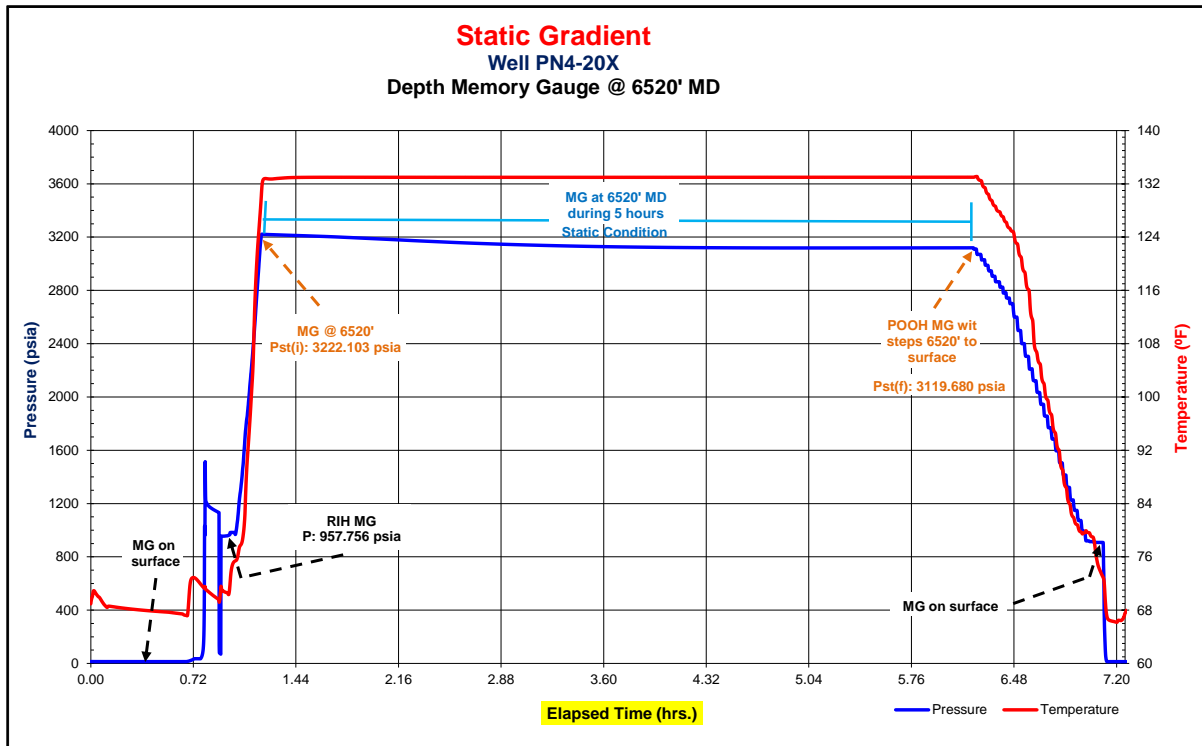
Well	Zone Name	Type	Top ft	Bottom ft	Gross ft	Net Pay ft	N/G	Av Phi dec	Av Sw dec	Av k mD	Phi*H ft	PhiSo*H ft	k*H mD.ft
PN4-20X	Mogollon	MD	6510	6530	20	11	0.560						
PN4-20X	Mogollon	TVD	5657	5676	19	11	0.560	0.089	0.429	0.545	0.947	0.541	5.795

El 5 de julio del 2018 se baleó el intervalo 6510-6530 ft MD (Formación Mogollón); inmediatamente se toma una gradiente estática durante 5 horas, como se muestra en la **Figura 53** la presión está estabilizada. Además, el resultado de esta toma de presión nos da una gradiente de 0.55 psi/ft (**Tabla 14**).



**Figura 53**

*Gradiente Estática, PN4-20X, Mogollón*



**Tabla 14**

*Resultados de la gradiente estática, PN4-20X, Mogollón*

	Measured Depth (ft)	Vertical Depth (ft)	Gradient (psi/ft)
Gas	0	0	0.0232
Oil	532	531	0.331
Water	1500	1433	0.447
Memory gauge	6520	5666	0.551

➤ **Análisis de Reporte de Fractura**

Después de obtener la gradiente estática, se procede a realizar el fracturamiento hidráulico. Antes de llevar a cabo el fracturamiento, se realiza un análisis de minifrac para determinar los parámetros de fractura. Estos parámetros son importantes a nivel operativo y también brindan información valiosa sobre el reservorio. Entre los parámetros obtenidos en el informe de fractura se destacan el gradiente de fractura y el porcentaje de caída de presión

después de 10 minutos de cierre en el minifrac ( $t_{10}$ ). Estos datos permiten comprender de manera más precisa el comportamiento del reservorio.

Los valores de  $t_{10}$  pueden interpretarse de la siguiente manera:

**A. Presión del reservorio en condiciones originales:**

- Los valores altos de  $t_{10}$  indican una zona con buena permeabilidad, lo que implica que la propagación de la presión a través del reservorio es rápida. Según la experiencia, se espera que valores superiores al 40% indiquen un reservorio con buena permeabilidad.
- Los valores bajos de  $t_{10}$  indican una zona de baja permeabilidad, lo que implica que la propagación de la presión a través del reservorio es lenta.

**B. Presión del reservorio baja (depletado):**

- Cuando se tiene un reservorio depletado, es común observar que los valores de  $t_{10}$  tiendan a ser altos, superando el 40% de declinación. Sin embargo, es importante tener en cuenta que estos valores altos pueden enmascarar la verdadera permeabilidad del reservorio

Por lo tanto, se recomienda realizar una revisión adicional de la gradiente de fractura, que está compuesta por la presión de reservorio y la dureza de la formación. Es necesario asegurarse de que la gradiente de fractura se encuentre dentro del rango de la gradiente de fractura original, correspondiente a la presión original del reservorio. Esto permitirá obtener una mejor comprensión de la permeabilidad real del reservorio depletado.

En la **Figura 54** se puede apreciar el reporte de fractura del pozo PN4-20X, donde el valor del porcentaje de caída de presión en el minifrac es de 21% lo que estamos leyendo en este porcentaje es solo permeabilidad ya que la gradiente de fractura obtenida es de 0.91 psi/ft.

## Figura 54

### Reporte de Fractura, PN4-20X, Mogollón

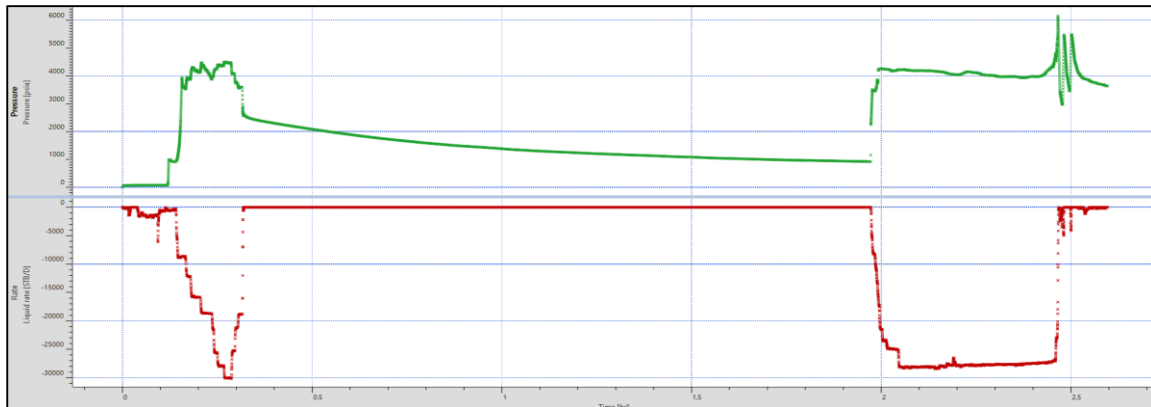
<b>DATOS DEL MINIFRAC (Surface).</b>			
Apertura	920 psi		
Ruptura	3966 psi	@	9.0 bpm
Pre-stdg	3595 psi	@	9.5 bpm
ISIP	2696 psi		
10 Minutos	2126 psi		
Declinac.	21%		
<b>ANÁLISIS DE MINIFRAC</b>			
Fricc. Tiros	244 psi	Grad. Fract.	0.910 psi/ft
NWB Friction	326 psi	Función G:	Normal.
Tiros Efect.	13 jets	Efic. Tiros:	17%
Vol Minifrac	140 bbl	Efic. Fluido:	48.3%
<b>MATCH DE PRESIONES</b>			
K formacion:	-	Closure Grad.:	0.76
P.Neta Estim:	727	P.Reservorio:	-
Surf Closure P:	1853	Grad.Reserv=	-
Efic. Fluido:	27.0%		
<b>DATOS DEL TRATAMIENTO</b>			
Inicial	922 psi		0.0 bpm
Final	5500 psi	@	18.0 bpm
Parada	3425 psi		
Promedio	4049 psi	@	18.3 bpm
Mínima	4043 psi	@	18.5 bpm
Máxima	5500 psi	@	18.5 bpm
10 minutos	3778 psi		
Declinac.	31%		
P. Ciere pozo.	3650 psi		
		Grad. Fract.	1.04 psi/ft
		Potencia	1817 HHP

#### ➤ Análisis Minifrac

Después de revisar analizar el reporte de fractura se procede a cagar los datos sin procesar (raw data) en el saphir, para realizar el control de calidad (QA/QC) con el fin de verificación de la confiabilidad de la data, sincronizar los caudales/presiones y luego eliminar los puntos de presión que generan ruido con el fin de tener un análisis consistente como se muestra en la **Figura 55**. Luego si las presiones registradas son en superficie se convierten a fondo para poder empezar la interpretación.

**Figura 55**

*Grafica de historial de presión y caudal de presión de inyección*

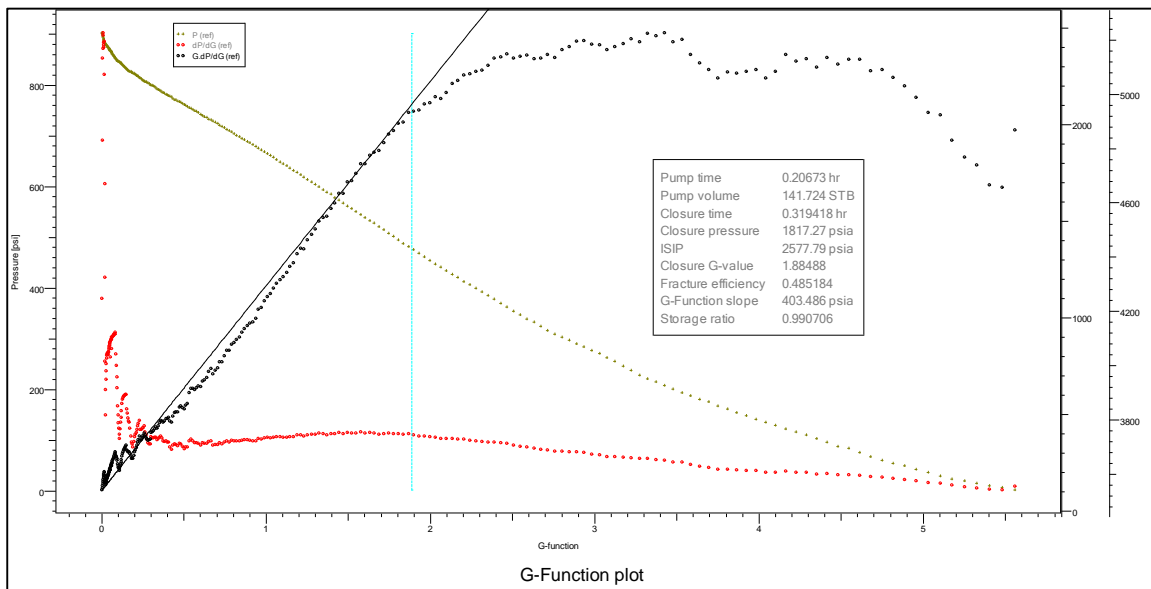


➤ **Análisis Minifrac – Análisis Antes del Cierre (BCA)**

Después de convertir las presiones a condiciones de fondo en caso lo necesite, se procede a realizar la interpretación, en el gráfico de la función G se traza una línea recta desde el origen de coordenadas hasta la intersección de la curva con  $G \frac{dp}{dG}$  como se muestra en la **Figura 56** para identificar el comportamiento del leakoff, presión de cierre, tiempo de cierre, ISIP, eficiencia de fractura y la permeabilidad de la formación (Barree). Los resultados del análisis se muestran en la **Tabla 15**.

**Figura 56**

*Grafica de la función G, PN4-20X, Mogollón*



**Tabla 15**

*Resultados del BCA, PN4-20X, Mogollón*

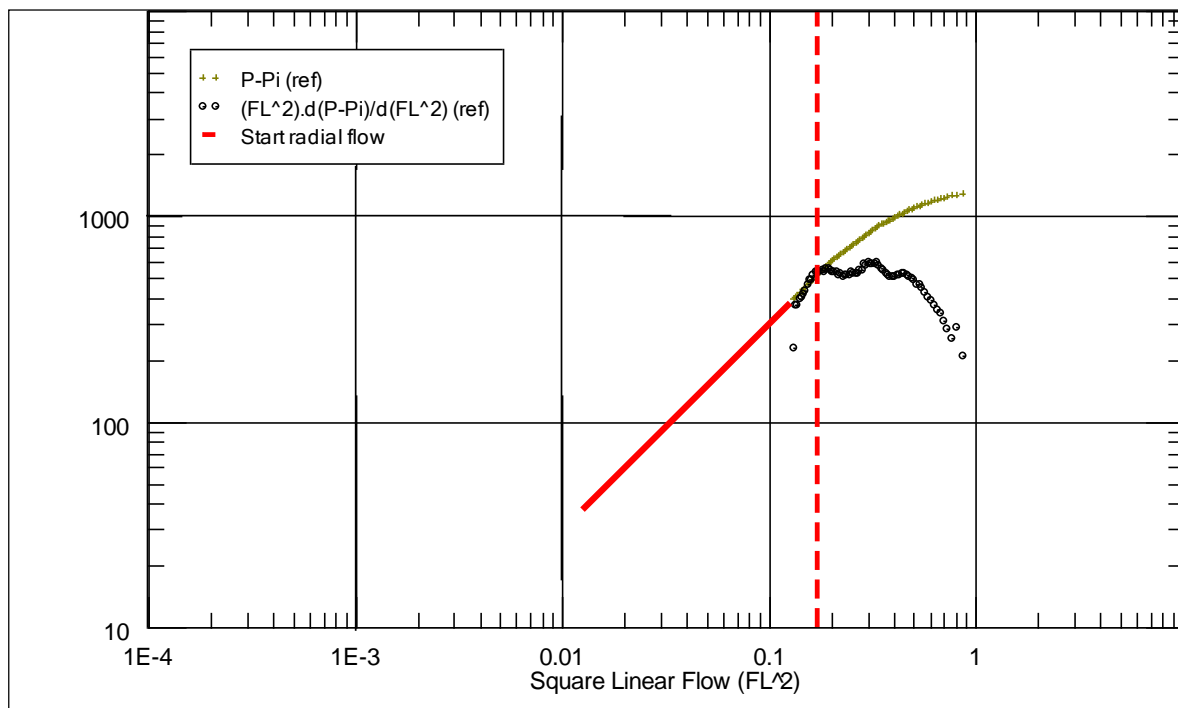
Parámetros	Unidades	Resultados
Presión de Cierre	psia	1817
Tiempo de Cierre	hr	0.319
ISIP	psia	2578
Eficiencia de Fractura	%	48.52
Tipo de Leakoff	-	PDL
K Barree	mD	2.0

➤ **Análisis Minifrac – Análisis Después del Cierre (BCA)**

Analizando el gráfico ACA, se detecta el régimen de flujo pseudo-radial; pendiente unitaria tanto en la diferencia de presión como en las curvas derivadas semilogarítmicas; como se muestra en la **Figura 57**. Una vez identificado el pseudo-lineal podemos identificar la presión del reservorio, mientras en el flujo pseudo-radial se identifica la permeabilidad de la formación. Los resultados del BCA se pueden apreciar en la **Tabla 16**.

**Figura 57**

*Gráfico ACA, PN4-20X, Mogollón*



**Tabla 16**

*Resultados del ACA, PN4-20X, Mogollón*

Parámetros	Unidades	Resultados
Inicio del Flujo Radial	hr	1.44
Presión de Reservorio	psia	3143
Gradiente de Reservorio	psia/ft	0.55
Permeabilidad	mD	3.00

**3.3.3.3 Análisis de Caudal Transitorio (RTA).**

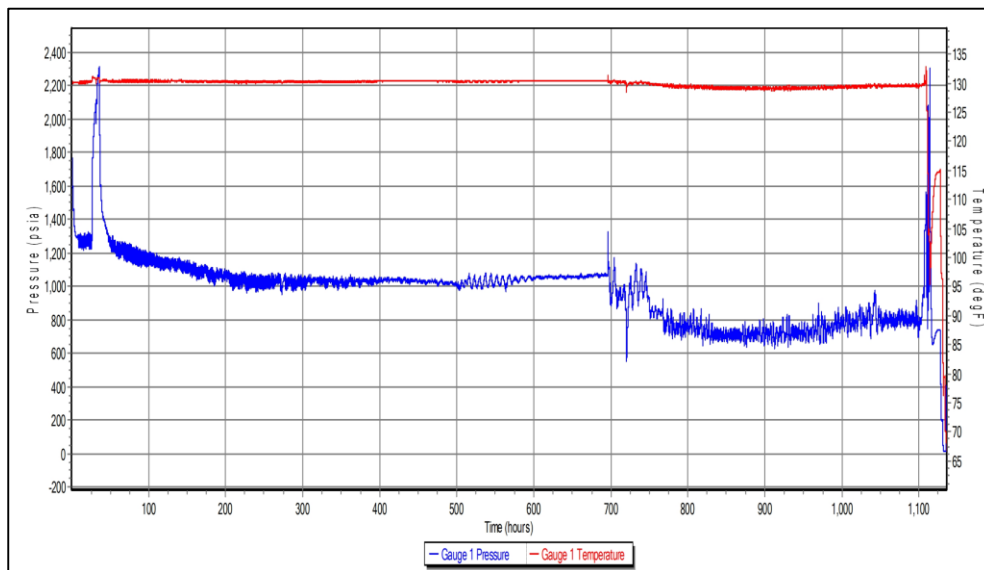
➤ **Ajuste del Historial Producción**

Según el historial del pozo estuvo produciendo en condiciones fluyentes durante aproximadamente 46 días en los cuales se monitorearon los caudales de producción y la presión fluyentes de fondo (**Figura 58**).

Se construyo un modelo de reservorio que consiste en una fractura hidráulica de alrededor de 154 pies de longitud en la formación Mogollón ajusta con el caudal de petróleo derivado de las mediciones de presión fluyente de fondo como se muestra en la **Figura 59**.

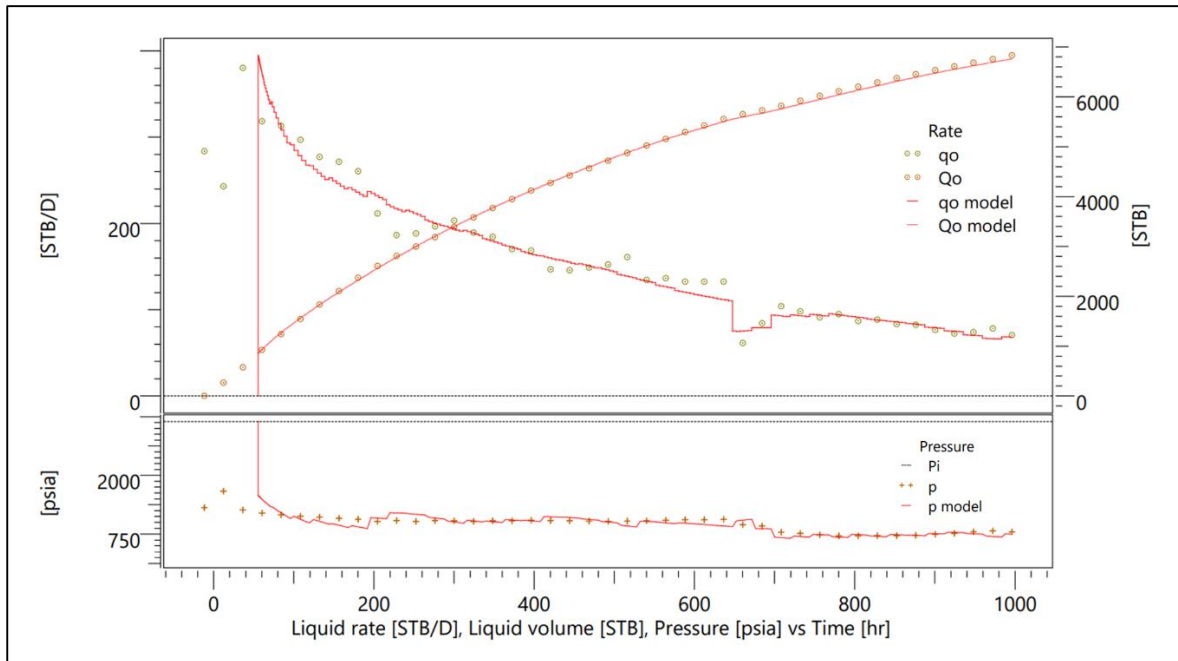
**Figura 58**

*Registro de Presión fluyente, PN4-20X, Mogollón*



**Figura 59**

*Ajuste del Historial de Producción, PN4-20X, Mogollón*



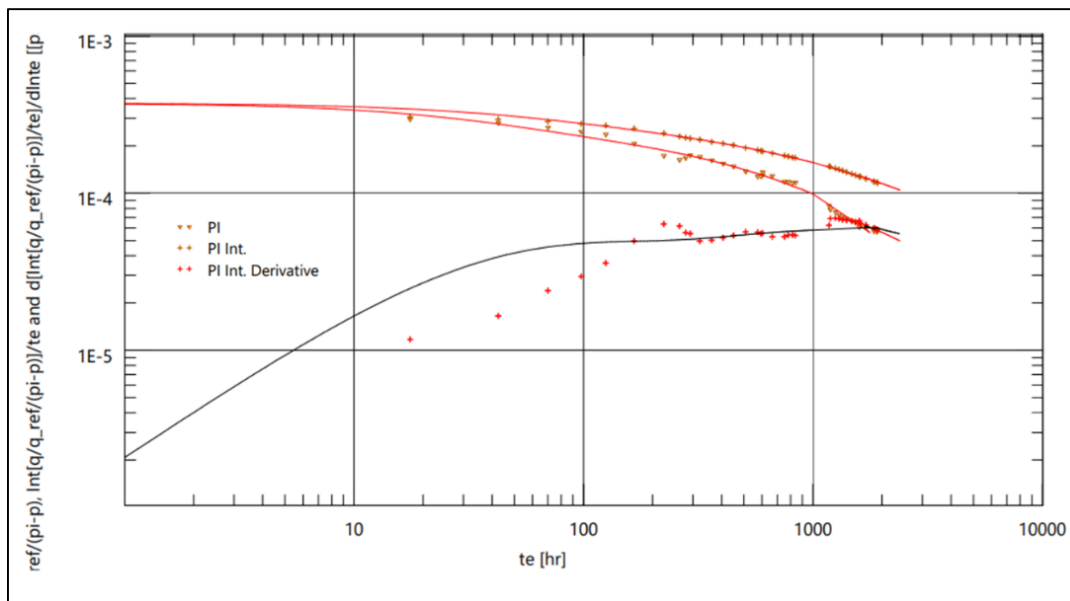
➤ **Gráfico de Diagnóstico de Blasingame**

Este gráfico nos muestra un ajuste razonable para la presión normalizada en función del caudal de producción. El historial de producción durante los 46 días nos permite evaluar el flujo dominado por fronteras, obteniendo los siguientes resultados:

- Ajuste de Modelo:  $X_f = 154$  ft,  $F_c = 656$  mD-ft (Hydraulic-fractured), pozo vertical
- Modelo de ajuste de Reservorio:  $k = 2.5$  mD,
- Modelo limitado circular con sistemas de micro-fracturas naturales detectadas en el periodo de producción temprana ( $\omega = 1E-5$ ,  $\lambda = 1.05E-5$ ).

**Figura 60**

*Gráfico de diagnóstico de Blasingame, PN4-20X, Mogollón*



➤ **Gráfico Log-Log**

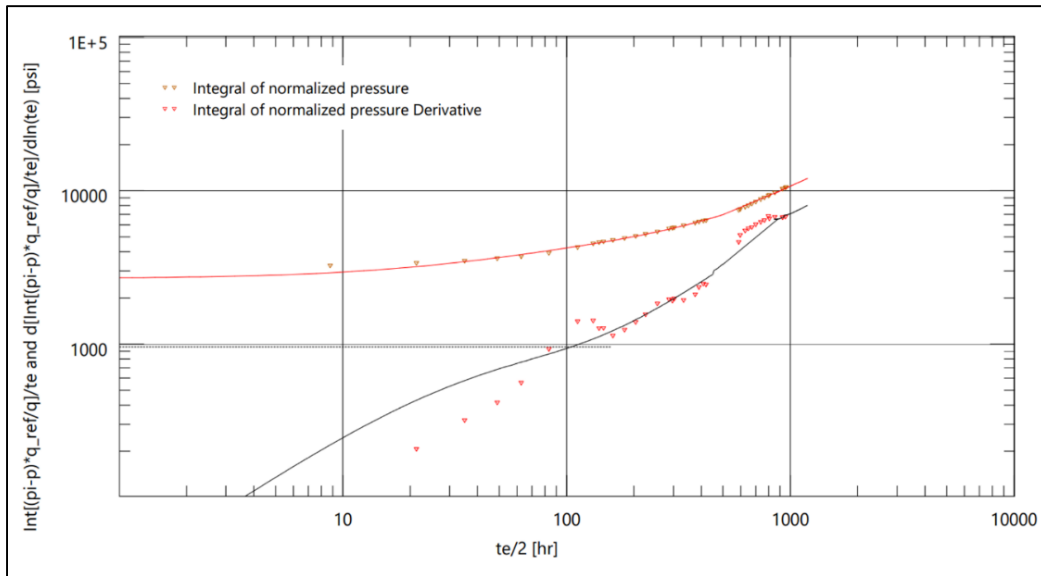
La gráfica de Log-log, como contraparte de la gráfica de Blasingame, también muestra buen ajuste para el caudal normalizado en función de la presión.

- Fractura con conductividad finita:  $X_f = 154$  ft,  $F_c = 656$  mD-ft,  $k = 3$  mD
- Modelo de frontera circular,  $P_i = 3142$  psia,  $k = 2.5$  mD,  $\omega = 1E-5$ ,  $\lambda = 1.05E-5$ ,  $Re = 588$  ft, OOIP = 0.107 MMSTB.



**Figura 61**

Gráfico Log-Log, PN4-20X, Mogollón

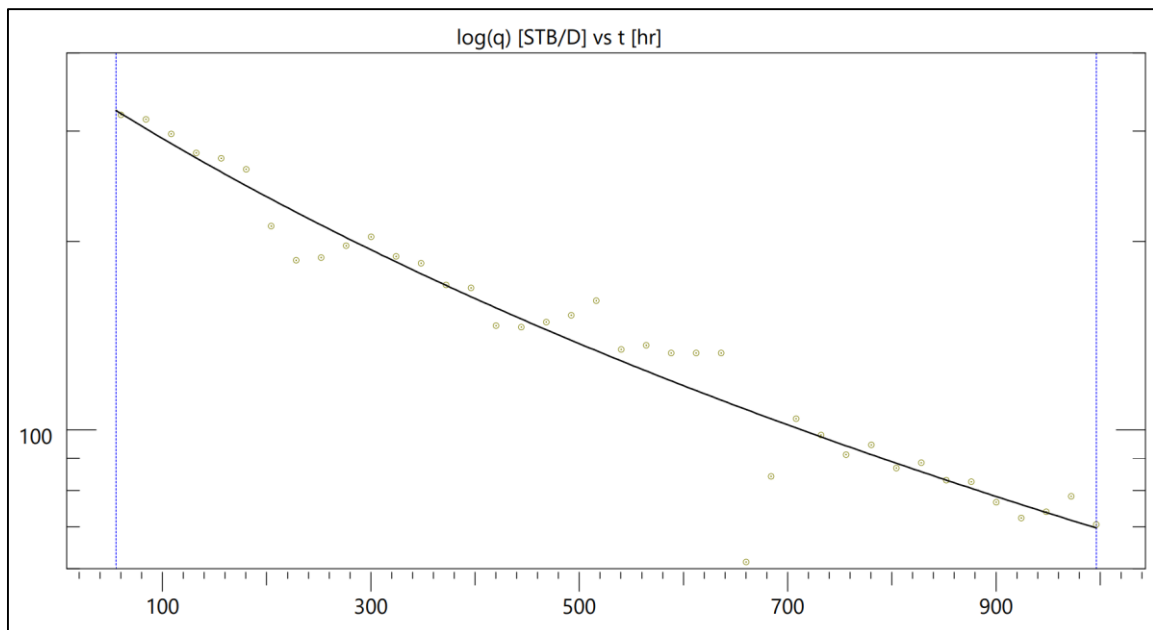


➤ **Pronóstico de Producción**

Al final, se construyó un pronóstico analítico de producción para estimar el EUR y el factor de recuperación del pozo. Se utilizó una curva de tipo Arps (**Figura 62**) para predecir los caudales de petróleo en condiciones de flujo dominadas por fronteras. La presión de pozo se extrapoló y se convirtió a condiciones de fondo de pozo, y finalmente, se generaron los caudales de producción utilizando el modelo actual "ajustado". Se estimó el EUR en 10.4 MSTB con un factor de recuperación de 9,7%.

**Figura 62**

*Curvas tipo de Arps, PN4-20X, Mogollón*



## Capítulo IV: Análisis y Discusión de Resultados

La presente tesis tiene como objetivo principal proporcionar una visión detallada de los principios técnicos y la metodología utilizada para llevar a cabo un análisis e interpretación exhaustivos de los registros de presión en los reservorios apretados del Lote Z-2B. El estudio se centra en la utilización de diversas pruebas, como las Mini Fall Off, Minifrac y análisis de caudal transitorio (RTA), para obtener información valiosa sobre el comportamiento y las características de los reservorios de baja permeabilidad.

El trabajo se inicia con el análisis de la Minifrac del pozo LO6-37D, ubicado en la formación Rio Bravo del campo Lobitos. En este primer paso se procede al análisis de la gradiente estática, representada en la **Figura 28**, que se lleva a cabo después del baleo. Los resultados de este análisis revelan una presión inestable, lo que indica claramente la presencia de un reservorio de baja permeabilidad. Este hallazgo es esencial para comprender las características del yacimiento y orientar las decisiones relacionadas con la explotación y producción.

El análisis antes del cierre (BCA) es otra etapa crucial en el estudio. Durante este proceso, se interpreta la función G, que proporciona información valiosa sobre la permeabilidad del reservorio. En el caso del pozo LO6-37D, se obtiene una permeabilidad de Barree de 0.117 mD. El análisis después del cierre (ACA) se lleva a cabo posteriormente y permite obtener datos adicionales, como el flujo pseudo-radial, que resulta en una permeabilidad de reservorio de 0.06 mD y una presión de reservorio de 1146.76 psia. Estos resultados confirman de manera concluyente la naturaleza apretada y depletada del reservorio.

La siguiente parte del trabajo se enfoca en el análisis del pozo LO7-20R en la formación Mogollón. Aquí, se utilizan mediciones de caudales de producción y presiones en cabeza en condiciones fluyentes para llevar a cabo el análisis de caudal transitorio (RTA). El RTA es una herramienta poderosa que permite obtener una comprensión más detallada del reservorio.

Mediante el uso de gráficas de Blasingame (**Figura 36**), Log-log (**Figura 37**) y curvas tipo de Fetkovich (**Figura 38**), se identifican y analizan diversos parámetros clave, como la presencia de microfracturas, la presión de reservorio y la permeabilidad de la formación. Estos hallazgos son fundamentales para una caracterización precisa del reservorio y proporcionan una base sólida para futuras decisiones de producción y desarrollo.

En la tercera parte del trabajo, se estudia los pozos Z-X17 y PN4-20X pertenecientes a la formación Lower Mogollón y Mogollón respectivamente. Estos pozos han sido sometidos a baleo y fracturamiento, y se utiliza la información recopilada durante este proceso para interpretar el reporte de fractura y realizar el análisis minifrac (BCA y ACA). Estos análisis proporcionan datos adicionales sobre los parámetros del reservorio, como la presión y la permeabilidad. Además, debido a los buenos resultados productivos observados en los pozos, se realiza un seguimiento de los caudales de producción y las presiones en cabeza en condiciones fluyentes. Estos datos son cruciales para realizar un análisis de caudal transitorio (RTA) más completo y obtener resultados que contribuyen aún más a la caracterización del reservorio. El análisis RTA utiliza curvas tipo de Arps para generar un pronóstico analítico de producción, como se muestra en la **Figura 50** lo que proporciona una visión a largo plazo del comportamiento del reservorio.

En resumen, este estudio demuestra de manera concluyente que la metodología de evaluación de la prueba de presión en reservorios de baja permeabilidad, mediante pruebas Mini Fall Off y análisis de caudal transitorio, es altamente efectiva para la caracterización dinámica de las formaciones. Además, se recomienda encarecidamente a las empresas operadoras en el noroeste peruano que establezcan una base de datos de la información mencionada, lo que permitirá una caracterización más completa y precisa de los reservorios en diferentes unidades de flujo.

Este estudio contribuye al avance del conocimiento en la industria petrolera y proporciona una sólida base para futuras investigaciones y operaciones relacionadas con la explotación de reservorios de baja permeabilidad. Los resultados y las conclusiones obtenidos son de gran relevancia para la industria y pueden ser utilizados como referencia en futuros proyectos de caracterización y explotación de reservorios similares.

## Capítulo V: Conclusiones

1. La metodología presentada en esta tesis permite hacer una caracterización dinámica del reservorio (presión, permeabilidad, mecanismo de impulsión, índice de productividad, regímenes de flujo, límites del reservorio, etc), utilizando información de presión y caudal de las pruebas previas al fracturamiento hidráulico (mini falloff o minifrac), así como información diaria de producción y presiones en condiciones dinámicas para realizar el RTA.
2. En términos generales, las pruebas de mini falloff/minifrac permitieron estimar las propiedades de reservorio de las areniscas apretadas de la formación Mogollón con un grado razonable de precisión. Además, se pudieron medir condiciones de presión original o parcialmente depletadas, así como estimaciones de permeabilidad efectiva por debajo de 1 mD.
3. La permeabilidad del reservorio de areniscas apretadas se estimó mediante tres métodos diferentes: BCA (ecuación de Barree), ACA (ajustando las curvas del modelo al flujo pseudo-radial) y RTA (usando las gráficas de Blasingame y Log-Log); donde al final se encuentra consistencia al comparar las estimaciones de permeabilidad para cada caso.
4. La toma de información (monitoreo de presión y caudales producción diaria) no genera un costo adicional, ni pérdidas por cierre de producción como lo hace una prueba de presión convencional (Pressure Transient Analysis, PTA), ya que estas pruebas pueden demorar días, semanas o meses en alcanzar el flujo radial, ocasionando una producción diferida a la empresa operadora.
5. De acuerdo a la teoría presentada, el alcance de la aplicación de la metodología integrada minifrac - mini falloff y RTA se podría aplicar tanto para reservorios de alta como de baja permeabilidad.

6. Los resultados del análisis de caudal transitorio nos confirman la existencia de microfracturas naturales en el reservorio Mogollón, característica que había sido identificada de los estudios de geociencias en pozos ubicados estructuralmente cercanos a una falla.
7. El modelo de análisis de caudal transitorio en el pozo Z-X17 nos muestra un ajuste razonable con los gráficos de Fetkovich y Blasingame; un sistema de micro fracturas naturales fue identificado durante el régimen temprano y explica los altos valores de caudal inicial e índice de productividad.

## Capítulo VI: Recomendaciones

1. Es recomendable priorizar el análisis después del cierre de fractura (ACA) ya que ésta es una solución analítica y robusta para la estimación de permeabilidad. De no contar con información suficiente para realizar este análisis, se considera como segunda opción el uso de la función G y la ecuación de Barree para la estimación de permeabilidad.
2. Si el pozo/reservorio fluye de forma continua, se debe monitorear la producción y presión durante todo el periodo de fluencia.
3. Se recomienda el registro de la presión estática y dinámica a condiciones de fondo, tanto para el mini fall off/minifrac, como para el RTA con el fin de eliminar la incertidumbre que se genera al convertir los datos presión registrados en superficie, a su equivalente a condiciones de fondo.
4. Se recomienda extender las pruebas minifrac durante al menos 5 horas, a fin de detectar el flujo pseudo-radial, y con ello, estimar permeabilidad del reservorio; este tiempo sugerido responde a las características petrofísicas de los reservorios de la cuenca Talara, que en la mayoría de los casos son apretados, y cuya permeabilidad puede variar dependiendo de la calidad del reservorio.



## Capítulo VII: Referencias Biográficas

Ahmed, U., & Meehan, D. N. (2016). *Unconventional oil and gas resources: exploitation and development*. CRC Press.

Ahmed, U., & Meehan, D. (2015). *Unconventional oil and gas resources: exploitation and development*. CRC Press.

Houzé, O., Fjaere, O., Viturat, D. (2021). *Dynamic Data Analysis*. KAPPA.

Da Prat, G. (1990). *Well Test Analysis for Fracture Reservoir Evaluation*. ELSEVIER.

Da Prat, G. (2008). *Introducción al Análisis y Diseño de Pruebas de Presión*.

[INTRODUCCION-AL-ANALISIS-Y-DISEÑO-DE-PRUEBAS-DE-PRESION.pdf](#)

[daprat.com.ar](http://daprat.com.ar)

Barree, R., & Craig, D. P. (2007). *Holistic Fracture Diagnostics*. Paper SPE 107877 presented at the SPE Rocky Mountain Oil and Gas Technology Symposium, Denver, Colorado, 16-18 April.

Bartkg, K., Rahim, Z., Ansah, J., Adams, J., Soliman, M., & Craig, D. (2005). June). *New Method for Determination of Formation Permeability, Reservoir Pressure, and Fracture Properties from a Minifrac Test*. In *Alaska Rocks 2005, The 40th US Symposium on*.

Harting, T., Cox, D., Murillo, R., Adegbola, K., & Shupp, D. (2004). *Application of Mini-Falloff Test to Determine Reservoir Parameters and Optimize Fracture Designs in a Tight Gas Field*. In *SPE Annual Technical Conferen*.

Hawkes, R., Anderson, I., Bachman, R., & Settari, R. (2013). *Interpretation of closure stress in the montney shale using PTA based techniques*. In *SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference*. OnePetro.

Huerta,, V., Villafuerte,, C., & Alarcon,, D. (2022). *Huerta, V., Villafuerte, C., & Alarcon, D. (2022, February). Well Testing Analysis and Interpretation in Low Permeability Reservoirs: Theory and Applications for Tight Oil Reservoirs in Peruvian Northwest Fields. In International Petroleum Technology Conf.*

Notle,, K. G., Maniere,, J., & Owens,, K. (1997). *October). After-closure analysis of fracture calibration tests. In SPE annual technical conference and exhibition. OnePetro.*

Roland,, N. H. (1990). *Stanford University. Modern well test analysis. A computer-aided approach.*

Soliman,, M. Y. (1986). *Analysis of buildup tests with short producing time. SPE formation Evaluation, 1(04), 363-371.*

Soliman,, M., Craig,, D., & Bartko,, K. (2005). *Post-closure analysis to determine formation permeability, reservoir pressure, residual fracture properties. In SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference. OnePetro.*

Tallet,, G. R., Swindell,, T., Waters,, g., & Nolte,, K. (1999). *Field application of after-closure analysis of fracture calibration tests. In SPE Mid-Continent Operations Symposium. OnePetro.*

Huerta,, V. *Analytic model to predict well performance of hidraulic fracturing jobs: Case Study - RTA model for Lower Mogollón reservoir of Z-X17 well, Peña Negra Field, Block Z-2B, EXPL-IR-VH-23-N, IXGEPET 2018*

Quipe,, J. (2015) *Aplicación del analisis de datos dinamicos en la caracterización de reservorios.*

Escobedo,, D. , GABRIEL,, E. (2012) *Caracterización dinámica en reservorios de baja permeabilidad mediante ensayos de minifall off: caso formación mogollón. seminario de evaluación de formaciones.*

*Quipe,, J. (2015) Aplicación de los ensayos de presión para determinar la permeabilidad en los reservorios del lote X en la cuenca Talara.*

*Muñoz,, G. (2020) Influencia del micropropante para optimizar el fracturamiento de reservorios apretados de arenisca naturalmente fracturados en la cuenca Talara.*